

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN USANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BESS

Presentado por:
Maria del Socorro Gómez Pérez

Presentando como requisito
para optar al título de
Magíster en Ingeniería Eléctrica

Director:
Andrés Hernando Domínguez Castaño, Ph.D.

Co-director:
Antonio Hernando Escobar Zuluaga, Ph.D.



**Maestría en Ingeniería Eléctrica
Universidad Tecnológica de Pereira
Pereira, Colombia
2018**

AGRADECIMIENTOS

- A Dios y a la Virgen por darme la fuerza y determinación de culminar mi maestría a pesar de las dificultades de tiempo y distancia, por permitirme perseverar y terminar de la mejor forma, este reto tan importante en mi vida.
- A mis padres Maria Eddy, Rigoberto y Omaira, mis hermanos Jesús David y Maria de los Ángeles por su amor incondicional, compañía y apoyo en este camino de la maestría.
- A Oswaldo por su apoyo, comprensión y amor para sacar adelante este proyecto.
- A mi mascota Tomás por acompañarme a estudiar y darme cariño incondicional.
- A mi director de tesis Andrés Domínguez por siempre estar disponible, explicarme y por guiarme en este reto tan grande de realizar mi tesis de maestría. A mi codirector Antonio Escobar por haberme aceptado en el grupo de planeamiento y guiarme en la culminación de esta etapa.
- A mis amigos y compañeros de trabajo que me apoyaron para no renunciar a uno de los retos más grandes que decidí emprender.
- A Marisol Agudelo por siempre estar dispuesta ayudarme en todos los trámites administrativos que necesitara en la distancia.
- A los profesores miembros del jurado calificador de esta tesis por su atención y disposición a revisarla.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	3
ÍNDICE DE FIGURAS.....	5
ÍNDICE DE TABLAS.....	6
1. INTRODUCCIÓN.....	8
1.1. IMPORTANCIA DEL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	9
1.2. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN PARA INCLUIR EL ANÁLISIS DE SEGURIDAD .	11
1.3. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN PARA INCLUIR ALMACENADORES DE ENERGÍA (BESS).....	12
1.4. OBJETIVOS.....	14
1.4.1. <i>Objetivo general</i>	14
1.4.2. <i>Objetivos específicos</i>	14
1.5. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO	14
2. ANTECEDENTES	15
2.1. MODELOS MATEMÁTICOS USADOS EN EL PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	17
2.1.1. <i>Modelo de Transportes</i>	17
2.1.2. <i>Modelo Híbrido No Lineal</i>	17
2.1.3. <i>Modelo Híbrido lineal</i>	18
2.1.4. <i>Modelo DC</i>	18
2.1.5. <i>Modelo lineal disyuntivo</i>	18
2.2. TÉCNICAS UTILIZADAS EN LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA	18
2.2.1. <i>Técnicas exactas</i>	18
2.2.2. <i>Técnicas Heurísticas o Sistemas Inteligentes</i>	20
3. ALMACENADORES DE ENERGÍA	22
3.1. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO	22
3.1.1. <i>Almacenamiento electroquímico (baterías secundarias)</i>	23
3.1.2. <i>Almacenamiento electromecánico</i>	25
3.1.3. <i>Almacenamiento electromagnético</i>	26
3.2. ELECTRÓNICA DE POTENCIA EN LA RED	26
3.2.1. <i>Sistemas modulares basados en almacenamiento electroquímico</i>	26
3.3. REDES INTELIGENTES Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	26
3.4. SERVICIOS PRESTADOS A LA RED DE TRANSMISIÓN Y/O DISTRIBUCIÓN	27
3.5. BATERÍAS PARA ALMACENAMIENTO DE MEDIANA Y ALTA DENSIDAD DE POTENCIA	28
3.6. ASPECTOS ECONÓMICOS	29
3.7. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES	31
4. MODELOS MATEMÁTICOS	33
4.1. MODELO LINEAL DISYUNTIVO MEJORADO CON BESS	34
4.2. MODELO LINEAL DISYUNTIVO REDUCIDO CON BESS	44
4.3. MODELO MATEMÁTICO QUE CONSIDERA CONTINGENCIAS, OPCIONES DE INVERSIÓN DE LÍNEAS Y BESS.....	46
4.3.1. <i>Estado de restricciones de la red en operación normal</i>	48

4.3.2. Estado de la red cuando ocurre una contingencia en una línea.....	48
4.4. SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS CRÍTICAS.....	49
4.5. MODELO DE VALIDACIÓN ENERGÉTICA	52
5. RESULTADOS.....	56
5.1. RESULTADOS PRUEBA E1	58
5.2. RESULTADOS PRUEBA E2	59
5.3. RESULTADOS PRUEBA E3	61
5.4. RESUMEN DE RESULTADOS DE INCORPORAR DISPOSITIVOS BESS EN ESTADO ESTABLE	62
5.5. RESULTADOS PRUEBA E4	64
5.6. RESULTADOS PRUEBA E5	65
5.7. RESULTADOS PRUEBA E6.....	66
5.8. RESUMEN DE RESULTADOS DE INCORPORAR DISPOSITIVOS BESS CUANDO OCURRE UNA CONTINGENCIA N-1	68
5.9. RESULTADOS PRUEBA E7	70
6. CONCLUSIONES.....	73
APENDICE.....	82
DIVULGACIÓN PÚBLICA.....	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Subsistemas principales del almacenamiento de energía. Fuente: (Atienza Serna, 2011).	22
Figura 2. Proceso de descarga de la batería. Fuente: propia	23
Figura 3. Familia de baterías recargables (Atienza Serna, 2011)	25
Figura 4. Tipos de almacenamiento de energía eléctrica (Mora, 2016), (P Alotto, M Guarnieri, 2014), (C Ding, H Zhang, X Li, 2013).	28
Figura 5. Costos asociados al ciclo de vida de los sistemas de almacenamiento de energía. (Atienza Serna, 2011)	30
Figura 6. Proyección costos baterías (Jaffe, S. and Adamson, 2014) (IRENA, 2015)	31
Figura 7. Ejemplo de opciones de inversión para 3 circuitos. (Escobar A, Romero R, Gallego R, 2010)	37
Figura 8. Opciones con y sin restricciones que establece el orden de construcción de líneas. (Domínguez, 2017)	38
Figura 9. Costos de las BESS. Fuente: propia	38
Figura 10. Costos de Energía Instalada. Fuente: propia	38
Figura 11. Costo de Potencia Inyectada. Fuente: propia	39
Figura 12. Línea de tiempo de planeamiento de los BESS. (Domínguez, 2017)	39
Figura 13. Representación de inversión en un tramo de red con opciones de líneas y BESS. Fuente: propia	40
Figura 14. Modulación de la demanda con BESS. Fuente: propia	40
Figura 15. Método de punto medio para calcular la capacidad de potencia de un BESS y la cantidad de energía instalada entre todos los BESS (Domínguez, 2017)	41
Figura 16. Representación del modelo lineal disyuntivo reducido entre el camino i-j. (Escobar A, Romero R, Gallego R, 2010)	44
Figura 17. Proceso para el cálculo de las contingencias críticas. Fuente: Propia	51
Figura 18. Explicación del modelo de validación energética. Fuente: propia	52
Figura 19. Curva de demanda diaria del nodo j. Fuente: propia	53
Figura 20. Interacción del modelo de BESS con análisis de seguridad y el modelo de validación energética. Fuente: propia	55
Figura 21. Curva de carga y curva de duración de carga (XM-Precio-Energía, 2017)	57
Figura 22. Sistema sur brasilero y resultados modelo lineal disyuntivo mejorado y reducido sin dispositivos BESS	59
Figura 23. Sistema sur brasilero y resultados modelo lineal disyuntivo mejorado y reducido con dispositivos BESS en el escenario de máximo costo	60
Figura 24. Sistema sur brasilero y resultados modelo lineal disyuntivo mejorado y reducido con dispositivos BESS en el escenario de mínimo costo	62
Figura 25. Comparación de costos en MUSD y tiempo computacional casos E1 a E3	63
Figura 26. Comparación porcentual casos E1 a E3	63
Figura 27. Sistema sur brasilero y resultados modelo lineal disyuntivo mejorado con dispositivos BESS en el escenario de máximo costo considerando todas las contingencias N-1	65
Figura 28. Sistema sur brasilero y resultados modelo lineal disyuntivo mejorado con dispositivos BESS en el escenario de máximo costo considerando reducción las contingencias N-1	68
Figura 29. Comparación de costos en MUSD y tiempo computacional casos E4 a E6	69
Figura 30. Comparación porcentual casos E4 a E6	69
Figura 31. Solución en forma gráfica del comportamiento de la batería. Fuente: propia	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Servicios del Almacenamiento de Energía en SEP	28
Tabla 2. Principales sistemas de almacenamiento de energía (Mora, 2016), (P Alotto, M Guarnieri, 2014).	29
Tabla 3. Características de diseño y operación de los sistemas de almacenamiento de energía (Mora, 2016), (P Alotto, M Guarnieri, 2014)	29
Tabla 4. Costos de almacenamiento electromecánico (Lazard, 2015)	30
Tabla 5. Costos de almacenamiento por baterías (Lazard, 2015).....	31
Tabla 6. Materiales utilizados para el almacenamiento electroquímico.....	32
Tabla 7. Variables, parámetros y conjuntos del modelo disyuntivo mejorado con BESS	34
Tabla 8. Nomenclatura usada para la selección de contingencias críticas	49
Tabla 9. Variables y conjuntos del modelo de validación energética	54
Tabla 10. Costos máximos y mínimos de las BESS.....	56
Tabla 11. Datos para la curva de carga y curva de duración.....	56
Tabla 12. Resultados utilizando el modelo lineal disyuntivo reducido y mejorado, sin BESS.....	58
Tabla 13. Resultados utilizando el modelo lineal disyuntivo reducido y mejorado con BESS (máximo costo).....	59
Tabla 14. Resultados utilizando el modelo lineal disyuntivo reducido y mejorado con BESS (mínimo costo).....	61
Tabla 15. Resultados utilizando el modelo lineal disyuntivo mejorado con BESS y contingencias N-1 (máximo costo).....	64
Tabla 16. Resultados utilizando el modelo lineal disyuntivo mejorado con BESS y contingencias N-1 (mínimo costo)	65
Tabla 17. Escenario de mínimo costo conservando las características técnicas del escenario de máximo costo	66
Tabla 18. Líneas existentes que se le aplican contingencias	67
Tabla 19. Resultados utilizando el modelo lineal disyuntivo mejorado con BESS y selección de contingencias N-1 (mínimo costo)	67
Tabla 20. Resultados modelo validación energética	70
Tabla 21. Resultados Modelo de Validación Energética para la generación del sistema sur brasilero	71
Tabla 22. Datos de generación y carga para el sistema sur brasilero	82
Tabla 23. Datos de los corredores para el sistema sur brasilero.....	83

RESUMEN

En esta tesis de maestría se proponen y desarrollan diferentes modelos matemáticos que permiten realizar un planeamiento de la expansión de redes de transmisión utilizando sistemas de almacenadores por Baterías (BESS). Estos modelos matemáticos están propuestos para realizar análisis en estado estacionario, es decir, sin considerar contingencias en el sistema eléctrico. También se consideran modelos matemáticos realizando análisis de seguridad, es decir con contingencias N-1, e integrando opciones de inversión de líneas de transmisión y sistemas de almacenadores de energía por baterías (BESS).

El modelo que caracteriza contingencias N-1 se basa en el modelo lineal disyuntivo mejorado, utilizando subconjuntos de contingencias en las líneas de transmisión tanto en líneas existentes como futuras. Adicionalmente se incluyen opciones de inversión de las baterías complementadas por un nuevo modelo matemático denominado Validación Energética, considerado un modelo energético porque simula los 24 periodos de un día típico de demanda diaria. Se propone e implementa una metodología basada en indicadores de sensibilidad LODF (Line Outage Distribution Factor) y PTFD (Power Transfer Distribution Factor) para seleccionar contingencias críticas con el objetivo de disminuir el tiempo de ejecución y encontrar la solución al modelo de planeamiento incorporando BESS realizando análisis de seguridad.

El modelo disyuntivo mejorado con restricciones de seguridad calcula la energía de la batería a partir de un valor de demanda global, por lo tanto, sugiere que todas las demandas del sistema tengan el mismo comportamiento. Motivados por esto se propone un nuevo modelo matemático que permite validar la carga y descarga de la energía requerida sin generar riesgos operativos permitiendo calcular y visualizar en cada uno de los períodos del día los valores de carga y descarga de las baterías en cada una de las barras del sistema eléctrico que sea necesario analizar, indicando exactamente el valor de potencia de cada una de ellas ya sea absorbiendo o entregado para suplir la condición de demanda.

Los modelos matemáticos planteados en esta tesis están basados en el concepto de la modulación de la demanda, lo que posiblemente es la aplicación que más influye en la programación diaria de los sistemas de almacenamiento, dentro de los servicios para el balance de energía a gran escala de los sistemas eléctricos. En las pruebas se utiliza el sistema eléctrico sur brasilero disponible en la literatura especializada. Se realizan pruebas utilizando los modelos matemáticos propuestos y los resultados se comparan tanto para el problema en estado estacionario como para el problema realizando contingencias N-1.

1. INTRODUCCIÓN

El planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica tiene como propósito determinar la red de transmisión óptima para un escenario futuro de forma que minimice la inversión (Escobar, 2014), (R. Romero & Monticelli, 1994). Las inversiones consideran la adición de nuevas subestaciones, el refuerzo de las existentes o la construcción de nuevas líneas de transmisión en los corredores nuevos o existentes; además, se caracterizan por sus altos costos de inversión, largos periodos de construcción y largos tiempos de recuperación de las inversiones. Los estudios de planeamiento toman como referencia la red actual y consideran el incremento de la demanda existente en los nodos del sistema, el surgimiento de nuevos puntos de demanda, las nuevas alternativas de nueva generación y el incremento de la capacidad de generación en un horizonte de tiempo de 10 o más años.

Si el planeamiento de largo plazo no se realiza convenientemente, es decir, si las decisiones que se toman hoy para la red futura son inadecuadas, en el futuro se requerirán mayores esfuerzos técnicos y económicos para obtener los mismos o menores beneficios. Un planeamiento bien direccionado del sector eléctrico, es de vital importancia para proporcionar un servicio de abastecimiento de energía con buena calidad, bajo costo, mayor seguridad y menores impactos económicos y ambientales para la sociedad.

Existen diversas soluciones que se utilizan con éxito en diferentes lugares del mundo para mejorar la capacidad de transporte de energía en un sistema de transmisión, como por ejemplo considerar nueva tecnología en conductores que tengan menores pérdidas y mayor capacidad de potencia o considerar líneas de transmisión de alta tensión de corriente continua (HVDC - High Voltage Direct Current) (ABB, 2014). De otro lado, con el auge de las energías renovables (ER) para disminuir efectos negativos en el medio ambiente, los enlaces HVDC ayudan a integrar las ER al sistema al tiempo que produce un impacto positivo en la estabilidad. Otra tecnología que se encuentra en desarrollo en la actualidad, es la de los dispositivos de almacenamiento de energía de gran capacidad ESS (Energy Storage Systems) que además de complementarse muy bien con las fuentes de energía renovable, también mejoran la estabilidad del sistema porque permiten la inyección de potencia activa en nuevos puntos del sistema, al tiempo que sirven de respaldo en generación ante contingencias y permiten retrasar o evitar la inversión en nuevas líneas de transmisión, lo cual también disminuye el impacto medioambiental ya que se eliminan las servidumbres que serían necesarias para las nuevas líneas de transmisión (Mathew Aneke, 2016).

En línea con lo anterior, en los últimos años, la creciente penetración de la energía renovable en los sistemas de energía, ha dado lugar a una creciente importancia de la planificación operativa de este tipo de plantas y el diseño de la red en el largo plazo (J. C. Beardsall, C. A. Gould, 2015). Una parte considerable de esta energía renovable es no despachable (por ejemplo, energía eólica y solar), lo que plantea problemas adicionales al funcionamiento del sistema, como la reducción de la flexibilidad, debido a esta característica estocástica de las energías renovables. Los sistemas de almacenamiento de energía (por ejemplo, almacenamiento de energía hidráulica bombeada, almacenamiento de energía de aire comprimido o baterías), son una de las opciones para aumentar la flexibilidad de los sistemas de energía porque pueden almacenar energía en horas y descargarlas en las horas punta. En otras palabras, las características a corto plazo de los sistemas de almacenamiento de energía pueden proporcionar soluciones a los ciclos de generación diurna de energías renovables que no coinciden con los ciclos de carga (Tejada, Wogrin, & Centeno, 2017).

La inclusión de sistemas de almacenamiento de energía (ESS-Energy Storage Systems) en las redes se ha propuesto para mejorar la fiabilidad y rendimiento de los sistemas de energía. El

almacenamiento de energía será muy importante para ayudar a regular el suministro de energía a partir de fuentes intermitentes de las energías renovables y que a su vez ayudaran a atender la carga en un futuro.

Como parte de las tecnologías que se están incorporando en los mercados eléctricos están los Sistemas de almacenamiento de energía que usan baterías (BESS-Battery Energy Storage Systems). Generalmente, los BESS convierten energía eléctrica de naturaleza de corriente alterna, a partir de una fuente de alimentación, a energía de naturaleza de corriente continua y esta última es acumulada o almacenada para ser usada cuando el sistema así lo requiera mediante el proceso inverso de conversión.

Debido a que a nivel mundial la tecnología de baterías está siendo impulsada como una tentativa de solución desde los sistemas de distribución hasta los de transmisión¹, en este trabajo se propone desarrollar un modelo matemático para planificar la red de expansión utilizando almacenadores de energía (BESS), aplicando la lógica que usa el reconocido modelo Lineal Disyuntivo de la literatura especializada. La ventaja que presenta este último modelo es que tiene la misma solución óptima del modelo DC, mediante la obtención de un sistema equivalente (en forma de restricciones) que linealiza el modelo DC convencional.

La utilidad del modelo que se propone desarrollar es que será una nueva alternativa de expansión de las redes eléctricas aprovechando las ventajas de la BESS y que tendrá en cuenta contingencias en las líneas de transmisión. Este último aspecto, de seguridad, hoy en día, es de carácter obligatorio en cualquier estudio de planeamiento, ya que las redes deben garantizar un suministro confiable y continuo de energía (Andres H Dominguez, Antonio H Escobar, 2017). Además, como parte adicional del modelo, se espera concluir si la característica de desplazamiento de demanda e inyección de energía en las horas de punta por parte de las baterías es práctico y útil para un sistema dado. Esta última parte se incluye mediante un modelamiento energético del sistema en conjunto con las baterías, y usa un modelo de optimización luego de obtener la solución de planeamiento. Los modelos matemáticos se implementan en AMPL y se resuelve usando el solver CPLEX.

En la literatura no se encuentran estudios que combinen planeamiento de la transmisión con sistemas de almacenamiento y con contingencias en líneas y que ex-post validen la carga y descarga de los sistemas de almacenamiento, por tanto, será un aporte importante en esta investigación. Otro aporte importante es la metodología basada en indicadores de sensibilidad LODF y PTFDF para seleccionar contingencias críticas con el objetivo de disminuir el espacio de soluciones y por ende el tiempo de ejecución y encontrar la solución al modelo de planeamiento incorporando BESS realizando análisis de seguridad.

Con la penetración de la BESS en el sistema se espera disminuir el costo de inversión a largo plazo comparado con la inversión de realizar el planeamiento de la expansión solamente con líneas de transmisión.

1.1. IMPORTANCIA DEL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El planeamiento de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) es un proceso a través del cual se

¹ Ejemplo: En el Foro de Almacenamiento de Energía realizado en el año 2017 en Colombia y organizado por el Consejo nacional de operación CNO, diversos análisis realizados y presentados en dicho foro por la Unidad de planeamiento minero energética (UPME) y el operador del sistema colombiano (XM), mostraron que el uso de las baterías en el sistema de transmisión es prometedor y usando la región caribe demuestran que las baterías ayudan al problema de restricciones que se tiene en dicha región. Para consultas: <https://www.cno.org.co/content/i-jornada-de-almacenamiento-de-energia-del-consejo-nacional-de-operacion-cno>

determinan y seleccionan las mejores alternativas para la combinación generación-transmisión, que permitan satisfacer las exigencias de la demanda de electricidad con máximo beneficio y mínimo costo. El sistema de transmisión es uno de los ejes principales del sistema eléctrico y sus funciones pueden clasificarse como técnicas y económicas. En las funciones técnicas se encuentran: el transporte de energía desde los grandes centros de generación hasta los centros de demanda y la interconexión de zonas de un mismo sistema o de sistemas alejados geográficamente. De esta forma, la red de transmisión contribuye a dar seguridad al conjunto completo del sistema, incrementando la confiabilidad de la prestación del servicio. Desde el punto de vista económico, el problema de planeamiento permite elegir las mejores opciones de suministro de energía en el largo plazo y, como soporte a la expansión, en el corto plazo, permite elegir las mejores opciones en el despacho diario de las plantas de generación (Escobar A, Romero R, Gallego R, 2010), (Latorre, Dario Cruz, Areiza, & Villegas, 2003).

A pesar de que el planeamiento de la expansión de la red de transmisión se realice de acuerdo a una estructura lógica y coherente, la incertidumbre que lo acompaña puede llevar a un mal direccionamiento, hacia objetivos que no coinciden con los de una meta posterior o a no satisfacer situaciones no previstas inicialmente. Un planeamiento inadecuado del SEP no sólo pone en riesgo el abastecimiento de energía eléctrica, también afecta la calidad, la seguridad y tiene serios impactos económicos y ambientales para la sociedad. Por esta razón, el planeamiento de un sistema de transmisión debe replantearse periódicamente, para ajustarlo periódicamente a los cambios que se ve sometido un SEP ya sea por la entrada de proyectos nuevos o por cambios de las predicciones de generación y demanda. La principal consecuencia de un planeamiento inadecuado es un sistema ineficiente operando durante muchos años, ya que una vez construida una línea de transmisión o una subestación, su retiro o traslado es inviable (Duque, Escobar, & Gallego, 2014).

Ya se ha mencionado anteriormente que el problema de planeamiento de la transmisión determina los refuerzos en la red. Estos refuerzos deben ser hechos en algunos corredores de la red y pueden coincidir con activos ya instalados. En algunos casos puede ser necesaria la instalación de varios elementos en paralelo en un mismo corredor. Con los elementos de transmisión adicionados, todos los usuarios de la red aseguran la disponibilidad de energía eléctrica que requieren en el futuro y disminuyen el riesgo de racionamiento, ya que se asegura la calidad del servicio a los usuarios conectados al sistema de potencia (Escobar, 2014). De esta forma, la función principal del planeamiento a largo plazo de la red de transmisión de energía eléctrica es determinar *que, donde y cuantas* inversiones deben ser realizadas.

El problema de planeamiento de la transmisión pertenece a la categoría de problemas no lineales entero-mixtos (PNLEM), y hace parte de los denominados problemas NP-completos, cuando se analizan sistemas de gran tamaño y complejidad. Trabajos anteriores de la literatura especializada muestran que es un problema multimodal, no convexo, y que dependiendo de las variantes involucradas y el tamaño y/o topología del sistema, no logra resolverse exitosamente utilizando técnicas de optimización exactas. En sistemas de pequeño y mediano tamaño puede encontrarse la solución óptima usando métodos como *Branch and Cut* o *Branch and Price* siempre que se utilice el modelo lineal disyuntivo tradicional para modelar la red de transmisión como en (Bahense, Oliveira, Pereira, & Granville, 2001) y (Sousa & Asada, 2011). En sistemas de gran tamaño y complejidad los sistemas de cómputo requieren grandes tiempos de cálculo si se les compara con los requeridos por técnicas metaheurísticas como Búsqueda Tabú (R. A. Gallego, Romero, & Monticelli, 2000) o el algoritmo genético de Chu-Beasley (Flores, Salonga, & Nerves, 2011), entre otros; sin embargo, estas técnicas no garantizan la obtención de la solución óptima. Los problemas que son simultáneamente PNLEM y NP-completos se caracterizan por ser los de más difícil solución. El problema de planeamiento está conformado por funciones lineales y no lineales que incluyen variables continuas (desfase angular, flujo de potencia por las líneas, etc.) y variables enteras (número de líneas o

transformadores que se deben adicionar a la red). Adicionalmente, en sistemas reales el problema incluye cientos o miles de variables y restricciones, lo que lo clasifica como un problema de alta complejidad matemática.

Cada país de acuerdo a sus políticas y regulación determina los planes de expansión de tal manera que satisfagan a largo plazo el equilibrio entre generación y demanda, sin embargo, con el paso de los años, la demanda de usuarios finales ha aumentado considerablemente y la incursión de nuevas tecnologías como son las energías renovables que promueven el cuidado del medio ambiente pone en competencia cuál es la mejor forma para hacer el planeamiento a largo plazo, si considerando líneas de transmisión para abrir nuevos corredores, o usar otro tipo de dispositivos óptimamente localizados que respondan de igual forma a la predicción de la demanda.

De ahí surge la importancia de desarrollar metodologías que mejoren la forma en que se realiza la búsqueda por el espacio de solución. Se busca suministrar mecanismos que le permitan a la técnica de solución encontrar la solución óptima global.

1.2. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN PARA INCLUIR EL ANÁLISIS DE SEGURIDAD

Los sistemas eléctricos alrededor del mundo están incluyendo en sus estructuras: políticas regulatorias; políticas del mercado; políticas de seguridad y políticas de confiabilidad; y para todo lo anterior, ya se ven casos de sistemas que tienen en cuenta la introducción de renovables, sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos, entre otras tecnologías. De esta forma, se generan nuevos escenarios que crean un sistema de mayor competencia donde el problema de inversión en expansión es de suma importancia debido a que se requiere de una actualización periódica del sistema eléctrico, donde el objetivo es que se acondicione para permitir su integralidad operativa.

Respecto a las políticas de seguridad, en los estudios de planeamiento, se debe incluir el análisis de contingencias para asegurar el suministro continuo de energía a los usuarios finales de las redes futuras. Este último, generalmente, considera la salida planeada (mantenimiento) o no planeada (fallas) de líneas de transmisión o transformadores y tiene como característica que las redes diseñadas son más confiables (robustas) y costosas. De otro lado, las salidas afectan los ingresos de las empresas y afectan sus indicadores de calidad, lo que también se traduce en menores ingresos por las penalizaciones económicas que pueden producir (Andres H Dominguez, Antonio H Escobar, 2017).

Por ejemplo, en Colombia los criterios adoptados por la “Comisión de Regulación de Energía y Gas” (CREG), respecto a los estudios de planeamiento y aseguramiento de la operación, deben incluir el criterio determinístico de contingencias N-1 y que es evaluado por el operador del sistema. Dicho criterio, se refiere a que la red eléctrica debe estar habilitada para transportar potencia de manera estable y segura ante cualquier contingencia sencilla, de cada elemento del sistema de transmisión nacional, tal como se planteó originalmente en la resolución CREG 025 de 1995 y amplió en la resolución (CREG, 2012)(CREG, 1995)(CREG, 2012).

El criterio de seguridad N-1 es ampliamente utilizado en diferentes partes del mundo, siendo más críticos para la seguridad del sistema los eventos N-K con $K > 1$. Esto se debe a que la probabilidad de salida de más de un elemento de la red al mismo tiempo es baja. Entonces, debido a que la probabilidad de ocurrencia de una contingencia N-1 es más alta, debe ser asegurada para la operación del SEP para evitar riesgos por salidas en cascada (Kirschen, 2007). A pesar de que el análisis de contingencias N-1 requiera de un menor gasto computacional comparado a un análisis N-2, la identificación de la región de operación segura de un sistema, se torna en una labor bastante compleja, debido a que el resultado tiende a variar ante el cambio de los escenarios operativos (Demanda,

generación y topología). Del mismo modo, mientras más grande sea un SEP y mayor número de elementos contenga, mayor es el número de escenarios operativos que tendrá lugar y mayor complejidad tendrá la identificación de la región segura de operación.

Respecto al análisis de contingencias, es abordado con técnicas heurísticas como en (Goswami & Monalis, 2013), donde se agregan líneas analizando el comportamiento de cada contingencia, dando prioridad a agregar líneas en zonas donde aparecen islas en el sistema. En (Correa, Bolanos, Sanchez, Garcés, & Molina, 2013) se utiliza un algoritmo genético multiobjetivo. Los objetivos son la minimización del costo de la inversión y el corte de carga. En (Transmission et al., 2015), resuelven el problema para múltiples contingencias aplicando optimización en varios niveles, lo cual no está considerado en la presente tesis, y utilizan computadores de gran capacidad (de muy difícil acceso) para dar solución al problema por ser de gran dimensión y dificultad. En (Majidi-qadikolai, Member, & Baldick, 2015) se desarrolla un algoritmo por etapas para hacer la evaluación de las contingencias y se definen criterios para identificar las líneas a las cuales se les aplica el análisis debido a su influencia en la operación correcta de la red. Otro trabajo es el presentado en (Zima-Bockarjova, 2016), donde realizan el análisis del problema estático con contingencias y se realiza una modificación al modelo disyuntivo que fue presentado en (Guillermo Vinasco, Diego Tejada, Emivan F. Da Silva, 2014).

1.3. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN PARA INCLUIR ALMACENADORES DE ENERGÍA (BESS)

El crecimiento de la demanda y la innovación en tecnologías de generación ha generado que los países desarrollados y emergentes estén interesados en mejorar el uso y el acceso a la energía, así como incrementar la contribución de energía renovable convencional y no convencional en la matriz energética. Esta designación genera la iniciativa de Energía Sostenible para todos, la cual comprende tres objetivos que deben ser alcanzados con la participación y contribución de los países miembros de la ONU: Acceso universal a servicios modernos de energía, mejora en eficiencia energética y duplicación de la participación de energías renovables en la matriz energética mundial (Mora, 2016).

Cuando se realizan estudios de planeamiento eléctrico se analizan todas las restricciones que tiene un SEP y a partir de estos resultados se proponen soluciones de nuevos proyectos para eliminar la restricción que produce congestión en la red. Socialmente una inversión en la expansión de la red de transmisión está económicamente justificada si el costo total asociado al congestión eliminado por la inversión, durante la vida útil de los elementos adicionados al sistema, es mayor que el costo de la propia inversión. Para encontrar un SEP sin restricciones, es necesario encontrar la red de transmisión óptima que no genere congestión en ningún escenario futuro factible.

Normalmente los estudios de planeación eléctrica se realizan agregando todos los proyectos existentes y proyectos futuros, por ejemplo; nuevos puntos de interconexión y/o nuevas centrales de generación, de tal manera que la expansión responda de forma segura al crecimiento de la demanda. Sin embargo, interconectar todas las zonas de un país o de una región en particular resulta difícil ya sea por la disposición geográfica o por restricciones sociales o ambientales. En la actualidad, los temas sociales y ambientales son los más críticos de resolver. De aquí que las energías no convencionales y los nuevos dispositivos que se instalen en la red para eliminar restricciones toman fuerza para planear la expansión de los SEP.

Los problemas para acoplar sistemas de generación de energía que utilizan fuentes alternativas de energía no continuas como la solar, eólica, etc., se pueden resolver si se acoplan con sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, que mejoran la autonomía y continuidad del flujo eléctrico. Los sistemas de almacenamiento no son algo nuevo, en la década de 1780 Galvani demostró “la

electricidad animal” y en 1799 Volta inventó la batería. A lo largo de todo este tiempo se ha logrado desarrollar a nivel mundial sistemas compuestos a partir de tecnologías que logran almacenar energía a gran escala, con una serie de características técnicas como: tiempo de respuesta, duración de descarga, eficiencia, entre otros, que permiten identificar una a una sus principales bondades respecto a los servicios que puede ofrecer a un sistema eléctrico (Ruiz S, Tobón J, 2017).

La generación de energía renovable ha experimentado en los últimos años un gran impulso por parte de los gobiernos y por los beneficios ambientales que generan. Entre las diferentes fuentes de energías renovables que a mayor escala se han instalado son la energía solar y eólica, sin embargo, sus salidas de potencia son intermitentes y estocásticas, dependiendo mucho de los factores meteorológicos. El despliegue de sistemas de almacenamiento de energía a gran escala (ESS) puede reducir las fluctuaciones que introduce la generación de energía renovable y aumenta la capacidad de conexiones de la generación (Hu, Zhang, & Li, 2012). La viabilidad de implementar las BESS debe justificarse considerando el beneficio-costos de la inversión. Entre los beneficios que se obtienen puede encontrarse: el arbitraje de energía (que corresponde al beneficio de comprar energía a un costo bajo durante el periodo de menor actividad y la venta a un precio elevado en el período máximo); la reducción de pérdidas de energía (que se realiza descargando algo de energía a la red que lleva a “aplanar” la curva de demanda); la reducción de la emisión de CO₂ (producida por centrales eléctricas) y el soporte de energía reactiva. Esta última ventaja, requiere de inversiones adicionales y se utiliza para mantener los niveles de tensión, controlando el ángulo entre la corriente y el voltaje.

Existen diferentes formas de almacenamiento de energía, que no han sido muy utilizados por los elevados costos de instalación, mantenimiento y falta de estandarización a nivel comercial; sin embargo, en los últimos años se ha alcanzado un gran variedad comercial y bajos costos, a partir de la necesidad de integrar las fuentes renovables a los sistemas eléctricos. Las tecnologías en almacenamiento de energía que llevan notables desarrollos en los últimos años son: las baterías, los sistemas de hidro-bombeo, los volantes de inercia, los sistemas de aire comprimido, los supercapacitores y los superconductores magnéticos (Ruiz S, Tobón J, 2017).

Para aplicaciones a mediana y alta escala en soportes de redes, se utilizan baterías químicas convencionales, como es el caso de las baterías plomo-ácido o se utilizan sistemas mecánicos como es el caso de los volantes de inercia. Los inconvenientes de los volantes de inercia y de cualquier otro dispositivo de almacenamiento de energía convencional están en que la cantidad de energía que pueden almacenar es limitada y tienen problemas en la auto descarga con tiempos de segundos o minutos (Mora, 2016).

Las baterías tienen un proceso de carga mediante el cual se generan iones cargados eléctricamente que durante el proceso de descarga contribuyen con el flujo de electrones. Estas presentan algunas desventajas como lo es el tiempo de vida útil que depende de la cantidad de ciclos de carga y descarga. Sin embargo, resulta una buena opción proponer planes de expansión utilizando este medio de almacenamiento dado la rápida instalación y la facilidad de transporte, comparado con la construcción de nuevas subestaciones, nuevos corredores o centrales de generación. Los tiempos de construcción de las baterías pueden ser de unos pocos meses (dependiendo del tamaño, tiempos inferiores a un año).

Considerando lo expuesto anteriormente se considera importante proponer un modelo matemático de planeamiento de la expansión que introduzca las BESS como un mecanismo para disminuir o eliminar las restricciones de un sistema eléctrico y que se puedan tener beneficios del tipo tanto económico como social y ambiental.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

Plantear y resolver un modelo matemático de programación lineal entera mixta (PLEM) que solucione el problema de expansión de redes de transmisión de energía eléctrica, de costo mínimo, utilizando almacenadores de energía BESS y que incluya análisis de seguridad en las líneas de transmisión.

1.4.2. Objetivos específicos

Determinar el estado del arte en el planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica, considerando almacenamiento de energía con baterías.

Plantear el modelo matemático utilizando el modelo lineal disyuntivo que describa todas las variables a tener en cuenta para realizar planeamiento de la expansión, usando almacenamiento de energía con baterías.

Que el modelo matemático tenga la opción de seleccionar una línea, un grupo de líneas o todas las líneas para el análisis de contingencias simples.

Identificar si el planeamiento de la transmisión con baterías es más económico y factible que la forma convencional, es decir, que realizarlo solamente con nuevos corredores o puntos de conexión en una red eléctrica y refuerzos en la red.

Implementar un método de reducción del espacio de soluciones mediante la selección de contingencias críticas.

Evaluar mediante modelamiento energético la carga y descarga de las baterías.

Implementar los modelos matemáticos que resulten en lenguaje matemático de programación AMPL y realizar pruebas en sistemas eléctricos comúnmente utilizados en la literatura.

1.5. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

Este documento está organizado de la siguiente forma: primero se presenta un estado del arte, luego, los capítulos siguientes están asociados al tema principal de esta tesis, donde se presentan los modelos y resultados cuando se incluyen opciones de inversión de líneas y la tecnología BESS en el planeamiento con análisis de seguridad, adicionalmente se presentan los resultados del modelo validación energética. En la parte final se presentan conclusiones.

2. ANTECEDENTES

Anteriormente en la sección de introducción y justificación se relacionaron varios trabajos de la literatura y se explicó la importancia del planeamiento de las redes. En complemento, se recuerda que el planeamiento de la transmisión de energía eléctrica durante muchos años ha sido objeto de estudio tanto de los entes gubernamentales como de los investigadores. Esto debido, entre algunas causas, al rápido crecimiento de la demanda, nuevas tecnologías que aparecen en el tiempo y retos de tener cada vez modelos más próximos a la realidad.

El problema de planeamiento ha tenido una evolución tanto en el modelo matemático usado para representar el problema como en la forma de resolver el problema resultante. Garver fue el primero en proponer un modelo basado en el concepto de flujo de carga y también fue el primero en sugerir el uso de técnicas de optimización para resolver el problema resultante (Garver, 1970). Luego, se desarrollaron métodos de optimización matemática exacta que combinan programación lineal y programación dinámica (J. C. Kaltenbatch, J. Person, 1970) (El-Abiad, 1973), y los denominados métodos heurísticos constructivos basados en sensibilidad (A. Monticelli, A. Santos, 1982).

En los últimos años, la tendencia de las energías renovables ha captado la atención y se han incorporado a las redes de transmisión. El principal objetivo del planeamiento de expansión es minimizar el costo de inversión que se debe incurrir para actualizar la red a las necesidades físicas y que son necesarias para su correcto funcionamiento.

Matemáticamente el modelo de planeamiento de la expansión se puede modelar basado en flujo AC (Montes, Franco, Rider, Macedo, & Romero, 2016); sin embargo, se pueden construir formulaciones que resultan más relajadas utilizando el modelo DC mediante la inclusión de las pérdidas técnicas (Dominguez, Escobar, Macedo, & Romero, 2017).

A través del tiempo se han utilizado diversas técnicas para dar solución al problema de planeamiento, entre esas se pueden encontrar los métodos heurísticos (R Romero & Rocha, 2005), los métodos de optimización matemática e inteligencia artificial; por ejemplo: algoritmos genéticos (Silva, Gil, & Areiza, 2000), redes neuronales (Elmetwally, Aal, Awad, & Omran, 2006), recocido simulado (Rubén Romero, Gallego, & Monticelli, 1996), etc.

Además, debido al avance de las matemáticas, los algoritmos de optimización y desarrollos de software comerciales se ha ampliado permitiendo la aplicación y solución de modelos de programación lineal entera mixta (Hu et al., 2012). En (MacRae, Ozlen, & Ernst, 2014), se propone un modelo de programación entero mixto (MIP) que considera la instalación de ESS (Energy Storage Systems), así como de circuitos adicionales. Este modelo se prueba en el sistema de Garver y en el sistema de prueba de IEEE 25 nodos, para dos escenarios operativos de 24 horas, donde se muestra la ubicación y la capacidad de almacenamiento, minimizando el costo de inversión y teniendo en cuenta la variación de la demanda.

Respecto al funcionamiento interno los dispositivos de almacenamiento, sus tipos y costos, existen abundantes referencias entre las que se destacan: (Abbas A. Akhil, Georgianne Hu_, Aileen B. Currier, Benjamin C. Kaun & Stella Bingqing Chen, Andrew L. Cotter, Dale T. Bradshaw, 2015; D. Steward, G. Saur, M. Penev, 2009; Hassenzahl, Susan M. Schoenung, 2003; Sarah Lichtner, Ross Brindle, 2010; Schoenung, 2011). En (Mathew Aneke, 2016) se presenta un estado del arte sobre estos dispositivos. En (Zhang, Hu, & Song, 2013) analizan el impacto en el planeamiento de los dispositivos de almacenamiento, y se considera el costo de instalación, el costo del dispositivo y las pérdidas técnicas en circuitos. Además, son ubicados de forma óptima y el diseño en capacidad total

instalada en el sistema se basa en la forma de la curva de carga. Sin embargo, el modelo matemático no considera la relación entre los valores de demanda de la curva de carga y la capacidad de los dispositivos de almacenamiento.

Por otra parte, en (Rafiee Sandgani & Sirouspour, 2017) se propone un método para el despacho óptimo coordinado con almacenadores de energía en un grupo de micro redes y energías renovables para minimizar los costos de electricidad. El método permite a las micro redes compartir estos recursos y colectivamente interactuar como un cliente. Se formula un problema de optimización multiobjetivo para optimizar la actividad de carga y descarga utilizando la demanda de las micro redes dentro de un horizonte. La optimización de objetivos múltiples se convierte en una optimización de único objetivo sumando los costos individuales de las micro redes. Con este artículo demuestran que la coordinación óptima se los dispositivos de almacenamiento locales pueden reducir los costos de electricidad de las microempresas, comparadas con la red de servicios públicos.

En (Tam, 2015) se expone el almacenamiento de energía como una de las tecnologías avanzadas en los sistemas de energía eléctrica futuros, presentando las funciones del almacenamiento enmarcadas en la cadena de la energía, explicando cuáles son las diversas tecnologías y clasificando las mejores respecto al almacenamiento de energía.

En (Dehghan & Amjady, 2016) se presenta un nuevo modelo no determinístico para la planeación de la expansión del almacenamiento de energía, integrando la variable del viento en plantas eólicas. Se presenta una optimización robusta para caracterizar la incertidumbre relacionada con la carga y producciones de energía eólica.

En (Obio & Mutale, 2015) se presenta un modelo de transmisión con almacenamiento de energía. El almacenamiento de la energía es coordinado con la planificación de la expansión de la transmisión considerando centrales térmicas y generadores. El almacenamiento de energía se modela representando la generación más económica siendo útil para satisfacer la demanda en los períodos de punta y cargándose en los períodos valle. Se realiza un modelo comparativo formulado como un problema de programación lineal entero mixto (MILP) con el objetivo de minimizar el costo de los generadores y la inversión en las líneas de transmisión. Se realizan pruebas en el sistema IEEE de 24 nodos, donde los resultados evidencian que el almacenamiento de energía beneficia al sistema de transmisión aplazando la inversión en líneas de transmisión en el tiempo.

En (Sardi, Mithulananthan, & Hung, 2016), desarrollan una metodología para determinar la ubicación óptima y la capacidad de las unidades de almacenamiento de energía considerando el beneficio-costos. Los beneficios se obtienen del arbitraje de energía, máxima generación de energía, reducción de pérdidas, reducción de emisiones de CO₂ y soporte de reactivos, mientras que los costos incluyen la inversión, el reemplazo, operación y mantenimiento. Este análisis costo-beneficio se lleva a cabo para identificar el valor presente, el período de retorno con descuento y el coeficiente de beneficio por la inversión de la batería entre los años 2025 y 2035.

En (Alhamali, Farrag, Bevan, & Hepburn, 2016) se proporciona una visión general del estado del arte de los ESS, concentrándose en las distintas características y aplicaciones. El análisis incluye comparación, evaluación de las diferentes tecnologías integradas a la red eléctrica.

Respecto al análisis de contingencias, es abordado con técnicas heurísticas como en (Goswami & Monalis, 2013), donde se agregan líneas analizando el comportamiento de cada contingencia, dando prioridad a agregar líneas en zonas donde aparecen islas en el sistema. En (Correa et al., 2013) se utiliza un algoritmo genético multiobjetivo. Los objetivos son la minimización del costo de la inversión y el corte de carga. En (Transmission et al., 2015), resuelven el problema para múltiples

contingencias aplicando optimización en varios niveles, lo cual no está considerado en la presente tesis, y utilizan computadores de gran capacidad (de muy difícil acceso) para dar solución al problema por ser de gran dimensión y dificultad. En (Majidi-qadikolai et al., 2015) se desarrolla un algoritmo por etapas para hacer la evaluación de las contingencias y se definen criterios para identificar las líneas a las cuales se les aplica el análisis debido a su influencia en la operación correcta de la red.

Finalmente, en (Zima-Bockarjova, 2016), realizan el análisis del problema estático con contingencias y se realiza una modificación al modelo disyuntivo presentado en (Guillermo Vinasco, Diego Tejada, Emivan F. Da Silva, 2014).

Puede encontrarse una completa revisión de las publicaciones, modelos y enfoques que han sido utilizados para el problema de planeamiento en las siguientes referencias:(Galiana, McGillis, Marin, & Member, 1992), (G. Latorre, Cruz, Areiza, & Villegas, 2003), (Sum-Im, Taylor, Irving, & Song, 2006), (Lee, Ng, Zhong, & Wu, 2006), (Molina & Rudnick, 2010), (Rubén Romero, Monticelli, Garcia, & Haffner, 2002), (Sara Lumbreras, 2016), (Niharika, Verma, & Mukherjee, 2016) y (Domínguez, 2017).

2.1. MODELOS MATEMÁTICOS USADOS EN EL PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Los modelos que se mencionan a continuación son los que han sido usados en la literatura a lo largo del tiempo y son la base para cualquier estudio de planeamiento. Estos modelos pueden ser encontrados de forma detallada matemáticamente en (Escobar Zuluaga, Romero Lázaro, & Gallego Rendón, 2010).

2.1.1. Modelo de Transportes

La primera propuesta exitosa de modelamiento de sistemas de transmisión fue el modelo de transportes. A través del modelo de transportes se busca una configuración que produzca el menor costo de inversión en el plan de expansión satisfaciendo las condiciones de operación del sistema como la primera ley de Kirchhoff y los límites de capacidad de potencia de los circuitos y los generadores. Evidentemente, esta es una representación menos próxima al problema de la vida real ya que no considera la segunda ley de Kirchhoff (o restricción de abertura angular) como otros modelos, por ejemplo, el DC, pero permite encontrar configuraciones atractivas. Además, representa el inicio del desarrollo investigativo en el planeamiento de la transmisión.

Actualmente, este modelo y la técnica de solución propuesta por Garver (que aplica de forma iterativa el modelo de transportes) son utilizados tanto en algoritmos principales como en algoritmos de construcción de configuraciones iniciales en el proceso de búsqueda de la solución del problema de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión.

2.1.2. Modelo Híbrido No Lineal

Este modelo, plantea que se deben satisfacer las dos leyes de Kirchhoff en la parte del sistema donde hay circuitos de la configuración base o existentes. La otra parte del sistema debe satisfacer únicamente la primera ley de Kirchhoff. Este modelo es una mezcla entre el modelo de transportes y el modelo DC tomando ventajas de ambas formulaciones. Por un lado, el modelo de transportes presenta excelente desempeño en redes no conexas, pero las soluciones que permite hallar pueden estar muy alejadas de la solución óptima del modelo DC. Por otra parte, el modelo DC contempla las dos leyes de Kirchhoff para todo el sistema, pero puede presentar dificultades en redes no conexas.

Con la mezcla de estos dos modelos se puede encontrar soluciones más cercanas a la solución óptima del modelo DC con la ventaja de trabajar eficientemente en las partes inconexas del sistema.

2.1.3. Modelo Híbrido lineal

Una forma alternativa al modelo anterior es el modelo híbrido lineal. Este modelo puede ser más fácil de resolver que el presentado anteriormente porque presenta una relación lineal entre las variables. En este modelo las nuevas adiciones en los caminos donde ya existen circuitos y donde no existen deben satisfacer únicamente la primera ley de Kirchhoff. Esto es equivalente a tener dos redes superpuestas donde la red original existente en la configuración base debe cumplir las dos leyes de Kirchhoff y los nuevos circuitos adicionados deben cumplir solamente la primera ley de Kirchhoff.

2.1.4. Modelo DC

Este modelo, considerado como ideal en planeamiento de sistemas de transmisión, es una generalización del flujo de carga DC. Este modelo ha sido ampliamente usado a través del tiempo para resolver el problema de planeamiento. Se ha combinado con técnicas metaheurísticas como el algoritmo genético y el algoritmo de colonia de hormigas, donde se le propone una opción de solución a ser evaluada en un proceso iterativo; de esta forma, con la propuesta de líneas en el interior del modelo, el modelo en sí mismo se convierte en lineal. Caso contrario, si no se tiene una propuesta de solución, el modelo es no lineal. En este modelo todos los nodos del sistema deben satisfacer la primera ley de Kirchhoff y todos los lazos deben satisfacer la segunda ley de Kirchhoff.

2.1.5. Modelo lineal disyuntivo

El modelamiento considerado como ideal es el denominado modelo DC, que es un problema de programación no lineal entero mixto (PNLIM); sin embargo, el modelo DC es posible transformarlo a un problema equivalente cuyo modelamiento es un “modelo lineal”. Es posible transformar un problema no lineal cuadrático en un problema lineal con variables binarias y reales; esto se logra usando una transformación que permite separar los términos cuadráticos en relaciones lineales. Este proceso es obtenido incorporando al problema un parámetro M muy grande por medio del cual se logra representar la segunda ley de Kirchhoff en dos partes para cada posible adición en un tramo de red. El modelo lineal disyuntivo presenta algunas ventajas y desventajas, la principal ventaja es que convierte a un problema no lineal en un problema lineal y su desventaja está relacionada con el aumento de la dimensión del problema debido a la introducción de un gran número de variables binarias que depende del tamaño del sistema y el número máximo de líneas que se tienen posibles como adición en cada corredor. Otra desventaja es la selección del parámetro M , ya que representa un factor que puede desestabilizar la solución del modelo lineal disyuntivo.

2.2. TÉCNICAS UTILIZADAS EN LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

2.2.1. Técnicas exactas

Programación lineal

En (Salon, 1985) se revuelve el problema estático utilizando el modelo híbrido lineal. En (Sánchez Martín, Pedro and Ramos, Andres and Alonso, 2005) el enfoque es en el mercado de electricidad y planeamiento estático basado en el flujo DC, incluyendo el análisis estocástico, y una evaluación *outline* de las contingencias, lo que significa que no están implícitamente incluidas en el modelo

matemático. En (Mantovani, 2003) el análisis se enfoca en el planeamiento estático y se propone resolver el problema mediante un algoritmo de programación lineal eficiente. En (V. Asgharian and M. Abdelaziz, 2017) proponen un modelo de programación lineal que coordina el planeamiento de la generación y la transmisión con el objetivo de tener un sistema que use menos la tecnología de plantas térmicas a carbón, en el interior se consideran las plantas que funcionan con energías renovables.

Programación no lineal

En (I. G. S. and R. R. and J. R. S. M. and M. J. Rider, 2005) y (Montes et al., 2016) se resuelve el modelo DC aplicando el método de punto interior en planeamiento estático. En (Xu, Zhao and Dong, Zhao Dong and Wong, 2006) el enfoque es planeamiento estático minimizando la inversión y el corte de carga (con ambiente de mercados), y aplicado entre un grupo de planes de inversión factibles construidos por la experiencia humana de forma previa. La evaluación de las contingencias se realiza *outline* para luego agregar líneas si resulta infactible el plan de expansión; y se usa una aproximación a las ecuaciones del flujo de carga AC, que lo vuelve no lineal, sin embargo, el óptimo no es garantizado ya que los planes de inversión son previamente construidos.

Programación lineal entera

En (Billinton, 2005) el enfoque es estático y se propone un método de construcción de la red de transmisión basado en la minimización de la inversión con análisis probabilístico de contingencias. En (Thomas, 2007) se usa el planeamiento estático teniendo en cuenta la inversión y la minimización de los costos de generación. Solo usan la primera ley de Kirchhoff y tienen en cuenta contingencias. En (Duan, 2007) el enfoque es estático y en mercados de electricidad considerando elasticidad en las restricciones usando lógica difusa (Faria, 2018).

Programación lineal entera mixta

En (R. Romero & Monticelli, 1994) se resuelve el problema de planeamiento estático en varios niveles utilizando cada vez modelos más completos, pasando por el modelo de transporte, luego el modelo híbrido y al final el modelo DC con una versión lineal. En (Conejo, 2003) se utiliza el modelo lineal disyuntivo y se realiza una linealización de las pérdidas mediante el ángulo de tensión en el planeamiento estático. En (Contreras, 2008) el enfoque es estático con conceptos de mercado, se incluyen escenarios de demanda, ofertas de generación y las pérdidas linealizadas por partes mediante el ángulo de tensión como en (Conejo, 2003). En (Wei, Ping Wei Ping and Fu, Rong Fu Rong and Lu, Y.P. and Wang, Q.L. and Wang, L. and Li, Y. and Tang, 2006) el enfoque es estático con aspectos de mercado, e incluyen el costo de congestión. En (Roh, Jae Hyung and Shahidehpour, Mohammad and Fu, 2007) se combina el planeamiento de la transmisión con el de la generación y tiene en cuenta aspectos de mercado. Otros trabajos incluyen modelamiento entero mixto como en (A. H. Dominguez and L. H. Macedo and A. H. Escobar and R. Romero, 2017) donde se incluyen pérdidas en el sistema de transmisión..

Programación Estocástica

En (Camargo, 1978) el proceso de planeamiento se realiza con un algoritmo que busca minimizar la inversión y el corte de carga, se simula aleatoriamente la entrada y salida de líneas y centrales generadoras, y se asignan valores aleatorios al resto de variables siempre respetando las leyes de Kirchhoff. En (Jirutitijaroen, Panida and Singh, 2008) el enfoque es estático y aplicado al planeamiento de la transmisión y generación. Se usa simulación de Montecarlo para introducir el comportamiento aleatorio. En (Akbari, Tohid and Rahimikian, Ashkan and Kazemi, 2011) el enfoque es de múltiples etapas y se combina la inversión de líneas de transmisión con dispositivos de

almacenamiento de energía (Energy Storage Systems - ESS). La introducción del componente aleatorio está en el comportamiento de la carga y la generación de energía renovable (Sara Lumbreras and Andrés Ramos and Fernando Banez-Chicharro, 2017).

Descomposición de Benders

En (R. A. Romero, 1989) se presenta el problema de planeamiento estático dividido en dos partes: operativo e inversión, los cuales se resuelven en forma escalonada. En (Granville, 2001) se combina la descomposición con cortes de Gomory en el planeamiento estático. En (Mahata, 2016) se acelera el proceso de solución mediante la imposición de nuevas restricciones en el espacio de solución, minimizando el costo de inversión y el corte de carga en el problema estático. En (Zhi Wu and Yafei Liu and Wei Gu and Yonghui Wang and Chunxi Chen, 2018) introducen las contingencias considerando la introducción de las energías alternativas (por ejemplo: plantas solares) el análisis de contingencias e incertidumbre en la demanda, donde el problema completo es resuelto mediante la técnica de descomposición de Benders (Dinavahi, 2018).

2.2.2. Técnicas Heurísticas o Sistemas Inteligentes

Funciones de sensibilidad

En (Monticelli et al., 1982) se establece el criterio de mínimo esfuerzo, que es un índice de sensibilidad para seleccionar líneas importantes en el sistema en el planeamiento estático. En (Pinto, 1985) se compara la eficiencia de los índices de sensibilidad y capacidad de suministro de demanda, en el planeamiento estático. En (Romero, R. and Rocha, C. and Mantovani, J.R.S. and Sanchez, 2005) se adicionan líneas basado en el flujo de potencia por nuevos circuitos; luego se organizan las líneas de mayor a menor costo y se simula la salida de esas líneas en ese orden, si el sistema ante la salida de una línea sigue operando normal se decide entonces retirar el circuito. En (Arora, 2009) se propone un algoritmo basado en el nivel de congestión de las líneas en el planeamiento estático.

Algoritmos Genéticos (AG)

En (Silva et al., 2000) se resuelve el planeamiento estático incluyendo, además de los AG, también la técnica de (Rubén Romero et al., 1996). En (A. H. E. and R. R. and R. A. Gallego, 2008) se incluyen múltiples escenarios de generación en el planeamiento. En (A. E. and R. A. G. and R. Romero, 2004) se establece el planeamiento en múltiples etapas realizando inversiones divididas en el tiempo. En (Oliveira, 2004), para el problema estático, se presentan y comparan diversas variantes del algoritmo genético evaluando el rendimiento. En (Sisodia, and Kumar, & and Wadhwani, 2016) se resuelve el problema estático y crea un híbrido de un algoritmo genético con un algoritmo Particle Swarm Optimization (PSO), mostrando que ambas técnicas se complementan mejorando las debilidades de cada una (Oliveira, 2004).

Simulated Annealing (SA)

En (Rubén Romero et al., 1996) se resuelve el problema con enfoque en planeamiento estático y se obtienen buenos resultados para sistemas tan complejos como el conocido Nordeste de Brasil. En (Moya, 2009) se incorpora una búsqueda local en el calibre de parámetros del SA, más específicamente en la temperatura, resolviendo el planeamiento estático.

Búsqueda Tabú

En (R. A. Gallego et al., 2000) el enfoque es en el planeamiento estático e incluyendo en el análisis otras técnicas en el proceso de optimización como son el AG, búsquedas heurísticas y SA. En (Toro, 2009) el enfoque es orientado al planeamiento estático considerando la des-planificación del sistema, es decir, se considera que no existe red, se planifica la red por completo, para luego determinar que circuitos que están construidos son irrelevantes. En (Rico-Melgoza, 2015) se resuelva el problema estático y tiene un enfoque en el nivel de tensión.

Greedy Randomized Adaptive Search Procedure (GRASP)

En (Granville, 2001) el enfoque es en el planeamiento estático donde la fase de construcción y el método de búsqueda local establecidos permiten en los casos de prueba analizados encontrar las soluciones óptimas con esfuerzo de cómputo bajo. En (Cheng, 2010) el problema se enfoca en el planeamiento estático, con contingencias e incertidumbre en la demanda. En (Poss, 2012) se considera la des-planificación del sistema para obtener una red mejorada.

Teoría de Juegos

En (Wu, 1999), (Rudnick, 2002), (Styczynski, 1999) los autores encuentran el plan de expansión incorporando mercados de electricidad en el planeamiento estático. Se analizan intereses de inversión en el sistema desde el lado de la demanda, los generadores o las líneas de transmisión. Otro trabajo reciente donde se incluye teoría de juegos es en (Y. Tohidi and L. Olmos and M. Rivier and M. R. Hesamzadeh, 2017).

3. ALMACENADORES DE ENERGÍA

Los sistemas de almacenamiento de energía son sistemas complejos, que comprenden desde un punto de vista general tres subsistemas principales. El primero de ellos es el medio físico que permite almacenar energía, y que puede alcanzarse de diversas formas (energía mecánica, energía eléctrica, térmica, etc.) y estaría representado por las celdas electroquímicas de una batería, o un depósito de agua en sistema de bombeo hidráulico. El segundo es el subsistema que permite el intercambio energético entre el medio físico que almacena energía y un sistema exterior, como lo es la red eléctrica; este subsistema se le conoce como el sistema de conversión de potencia y puede estar representado por la electrónica de potencia que actúa de interfaz entre los bornes de una batería y la red eléctrica, o el grupo turbina-generador. Finalmente el tercer subsistema es aquel que gobierna la lógica entre la carga y la descarga energética, y está representado por las tecnologías de información y comunicación asociadas (Atienza Serna, 2011). Este apartado expone una revisión de cada uno de los tres subsistemas que componen las tecnologías de almacenamiento (Figura 1).

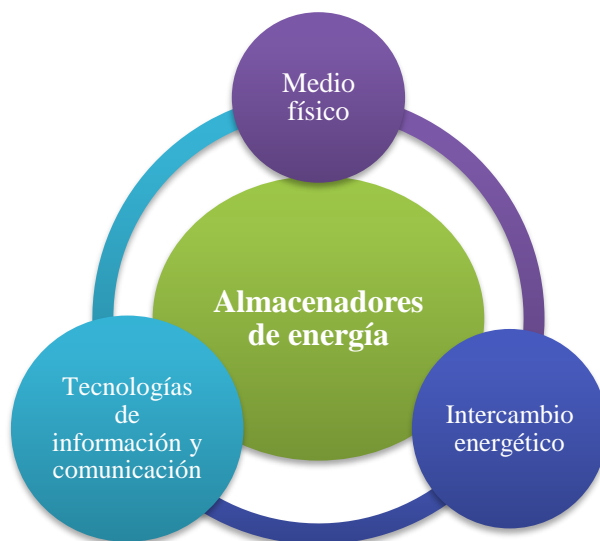


Figura 1. Subsistemas principales del almacenamiento de energía. Fuente: (Atienza Serna, 2011)

3.1. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

Con el avance de la tecnología y la reducción de costos de los ESS, se hace atractiva la opción de almacenar la energía en diferentes formas como son baterías, Hidro-bombeo, volantes de inercia, aire comprimido, supercapacitores o superconductores magnéticos. Si bien algunas de estas fueron pensadas para sistemas a gran escala y para dar soporte a la generación, hoy en día están siendo aplicadas para mejorar la confiabilidad de la red eléctrica, ayudar a la transferencia de potencia, mejorar la calidad de la energía, suplir energía en condiciones de demanda y aplicarse ante contingencias (Escobar Mejía & Holguín Londoño, 2011). En esta sección se plantea las principales características de las diversas tecnologías de almacenamiento.

3.1.1. Almacenamiento electroquímico (baterías secundarias)

Los sistemas de almacenamiento basados en baterías recargables están basados en el principio de funcionamiento de reducción y oxidación. La reacción de reducción es aquella que permite ganar electrones y una reacción de oxidación es aquella que conlleva a una pérdida de electrones. Estas reacciones conocidas como Redox involucran componentes electroquímicos con carga no negativa denominados iones. Estas reacciones se producen bajo unas condiciones determinadas así:

- ♣ Un electrodo positivo (cátodo) y uno negativo (ánodo); en la reducción los elementos reactivos se combinan para formar sustancias más reducidas y durante este proceso absorben electrones. En la oxidación ocurre el proceso inverso, las sustancias reducidas se forman para formar otros compuestos más oxidados y durante el proceso se pierden electrones. Cuando la batería se está descargando, en el electrodo negativo (ánodo) se produce una reacción de oxidación (perder electrones) y en el positivo la de reducción (ganar electrones) (en la Figura 2 se observa el proceso de descarga de una batería). Cuando la batería está cargándose ocurre el efecto inverso, el electrodo positivo (cátodo) se produce el efecto de oxidación y la reducción en el negativo (ánodo) (Atienza Serna, 2011).

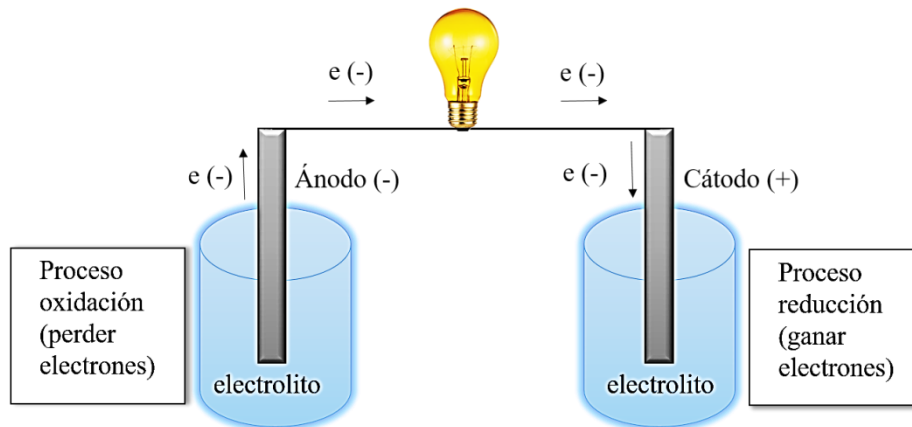


Figura 2. Proceso de descarga de la batería. Fuente: propia

- ♣ El electrolito es el que permite el intercambio iónico a través del material electrolito. Estos iones son los que permiten el equilibrio de carga entre el ánodo y cátodo.
- ♣ Un separador permite la separación entre las sustancias electroquímicamente activas de las zonas anódicas y catódicas.

La diferencia energética entre los dos pares de componentes electroquímicamente activos se traslada en una diferencia de potencial entre los terminales de la celda. En estado de plena carga, en reposo y en vacío, se obtiene la tensión máxima o de circuito abierto, la cual varía entre 1 y 4 voltios en función del tipo de celda. A medida que la celda se va descargando, la tensión decrece hasta un mínimo de operación. La capacidad de energía de la celda expresada en amperios-hora (Ah) depende de las condiciones de descarga y queda limitada precisamente por la tensión mínima de operación (Atienza Serna, 2011).

Las baterías tienen factores como la potencia específica (máxima potencia en W por unidad de masa, en kg), temperatura de operación de la celda, seguridad de uso, modularidad, etc., la industria ofrece y avanza en el desarrollo de estas mismas. En términos generales, la química (par de Redox) determina el tipo de batería en cuanto a la posibilidad de ser recargada, rango de temperaturas de operación, adicionalmente el diseño de celda determina la densidad de energía y la potencia de la

celda, las tasas de carga y descarga admisible, vida útil, etc. Las baterías electroquímicas se pueden clasificar en 4 grandes familias: baterías de plomo ácido, alcalinas, de sales fundidas y de litio-ion. A continuación se detallan (Atienza Serna, 2011):

Baterías de plomo-ácido (“Lead-Acid”, LA): Las baterías LA actualmente son las más maduras entre todas las alternativas. La elevada madurez, bajo mantenimiento y bajo coste son tres de sus características principales. Entre las especificidades de carácter práctico, se detallan aspectos como la sulfatación y la gran dependencia de las prestaciones con la temperatura de operación y tasa de descarga. La sulfatación se define como la cristalización del sulfato de plomo en los electrodos de la celda que disminuye la actividad electroquímica en la misma, y de esta manera su capacidad y vida útil. Por este motivo, las baterías LA son periódicamente sobrecargadas, hasta el 100% de su capacidad y aplicando elevadas tensiones de recarga durante varias horas. Estos ciclos de sobrecarga, que son aplicados varias veces al mes, disuelven los cristales de sulfato de plomo y permiten recuperar así la capacidad de almacenamiento de la celda. Es importante resaltar que estos procesos de sobrecarga oxidan los electrodos, reduciendo las prestaciones y vida útil de la celda.

Baterías alcalinas: En las baterías alcalinas, se destacan las de tipo níquel-cadmio (NiCd) y níquel-metal hidruro (NiMH). Ofrecen una tensión baja (alrededor 1.2V), densidad de energía y rango de temperatura de operación mayor que las baterías LA. Entre las limitaciones se destaca la baja ciclabilidad y elevado precio (hasta más de 10 veces el precio de las de tipo LA). Dentro de las prestaciones destacables de las baterías NiCd se tiene la posibilidad de carga ultrarrápida, debido a que las reacciones químicas durante la carga son endotérmicas (absorbe energía). Los procesos de carga en las baterías NiMH son exotérmicos (desprende energía). Además, en estados de sobrecarga, la temperatura y presión de celda pueden aumentar considerablemente resultando en una pérdida sensible y permanente de capacidad y vida útil. De esta manera, en las baterías de NiMH, un aspecto crítico está asociado a la transferencia de calor, así como la supervisión del estado de carga.

Baterías de sales fundidas: Mientras que los electrodos en las baterías de LA, alcalinas y basadas en litio son sólidos, los electrodos de las baterías de sales fundidas (en las temperaturas de operación habituales entre los 270-350 grados centígrados), se encuentran en estado líquido, por esto adoptan el nombre de “baterías de sales fundidas”. Actualmente en el comercio se encuentran baterías de sodio azufre (NaS) y las de sodio metal haluro (Na/NiCl₂). En términos generales, ambos pares Redox ofrecen una alta energía específica, así como una destacable ciclabilidad y eficiencia. A diferencia de las baterías LA, en las baterías de sales fundidas las temperaturas ambientes extremas no tienen un impacto importante en las prestaciones y eficiencia de las celdas. Las baterías de sales fundidas se consideran de aplicación en diversos ámbitos, principalmente en sistemas estacionarios como telecomunicaciones, integración de renovables.

Baterías basadas en litio: Las baterías de litio corresponden a una transición energética entendida como la descarbonización, están llamadas a impulsar claramente la electro-movilidad. Las baterías con litio ofrecen excelentes prestaciones técnicas para el almacenamiento de la electricidad producida con energías renovables de carácter intermitente. Esto se debe por la elevada energía y potencia específicas, gran ciclabilidad y baja autodescarga. Sin embargo, esta tecnología tiene por superar la barrera económica, escasa vida útil y capacidad de energía de celda.

En Figura 3 se observa las principales ventajas y desventajas en la aplicación de las principales familias de baterías recargables y comercialmente disponibles:

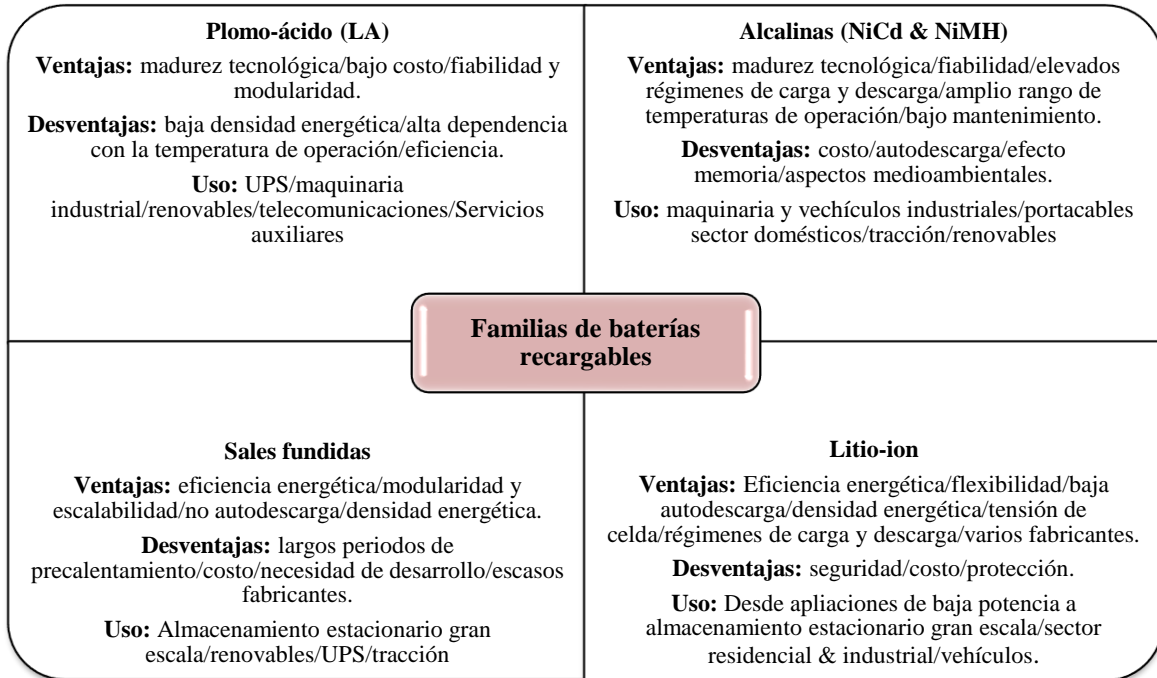


Figura 3. Familia de baterías recargables (Atienza Serna, 2011)

3.1.2. Almacenamiento electromecánico

Almacenamiento de energía por volantes de inercia: Los sistemas de almacenamiento de energía por volantes de inercia fueron desarrollados en la industria de transporte. Su principio de funcionamiento consiste en aprovechar la energía rotacional almacenada de una gran masa rotativa para compensar fluctuaciones de potencia. La energía es transferida al volante de inercia durante horas de poca demanda o cuando la energía en el mercado está por debajo del precio ofertado, en este caso opera como motor girando a altas velocidades (etapa de carga). Una vez se requiera, la energía almacenada es liberada por el controlador al enviar una señal al *drive* lo que ocasiona la desaceleración debido al torque electromagnético generado, opuesto a la dirección de rotación, al inyectar corriente (Ruiz S, Tobón J, 2017).

Almacenamiento por hidro-bombeo (PHES): Es una de las tecnologías más antiguas, su principio de almacenamiento se basa en el bombeo de agua entre dos embalses de diferente nivel. En horas valle el bombeo de agua se da desde el embalse inferior al embalse superior. Cuando incrementa la demanda de energía llegando a las horas pico el embalse donde se encuentra almacenada el agua se comporta como una central hidroeléctrica convencional. La idea es que en las horas de alta demanda de energía se pueda descongestionar la red de energía (Ruiz S, Tobón J, 2017).

Almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES): Este sistema consiste en comprimir aire en cavernas, estanques o tuberías. Cuando se necesita más electricidad, el aire comprimido es expandido y dirigido a una turbina convencional de gas para producir energía eléctrica de forma más eficiente. Durante la compresión del aire el calor se disipa, por lo que en esta etapa el aire es mucho más fresco. Para que la expansión del aire vuelva a la normalidad, se requiere de energía calorífica, lo que implica convertir el aire no comprimido en mucho más caliente; este calor de alta temperatura es removido de la cámara de compresión, el calor perdido en la compresión se necesita de nuevo para que la expansión del aire permita hacer funcionar las turbinas que operan en las plantas de energía eléctrica (Ruiz S, Tobón J, 2017).

3.1.3. Almacenamiento electromagnético

Almacenamiento de energía por superconductores magnéticos (SMES): En los sistemas de almacenamiento de energía por superconductores magnéticos, la energía es almacenada en el campo magnético creada por las corrientes que fluyen por las bobinas, lo cual permite que estos sistemas tengan una rápida capacidad de respuesta, siendo muy útiles en aplicaciones para estabilidad de la red y calidad de potencia. Para aplicar lo anterior es necesario contar con un adecuado sistema de enfriamiento, compuesto por el refrigerador, en donde se ubica la bobina superconductora para ser aislada del medio ambiente. Adicional al sistema de refrigeración y a la bobina superconductora, ese sistema debe contar con una con un convertidor (rectificador/inversor) para hacer la conexión a la red de energía eléctrica en AC (Ruiz S, Tobón J, 2017).

Almacenamiento de energía por supercapacitores: Este sistema está conformado por capacitores más desarrollados que los utilizados como sistemas flexibles de transmisión en AC-FACTS, presentando como principal ventaja, mayor almacenamiento de energía asociado a su amplia capacitancia. En estos sistemas la acumulación de energía se realiza en el dieléctrico contenido entre capas paralelas y la capacidad de almacenamiento de energía depende del voltaje aplicado entre las capas y del tamaño del capacitor. Este sistema es útil para rangos de potencia hasta de 1MW y para un intervalo de duración de energía de milisegundos a minutos. Entre sus principales ventajas se asocia su alta capacidad de respuesta y su larga vida útil (Ruiz S, Tobón J, 2017).

3.2. ELECTRÓNICA DE POTENCIA EN LA RED

Las tecnologías de almacenamiento requieren de sistemas de conversión de potencia para facilitar el intercambio energético con la red eléctrica a la cual son conectados. Estos sistemas de conversión de potencia dependen del diseño requerido donde se debe analizar: modularidad, controlabilidad, eficiencia, costos, protecciones, etc. Estas prestaciones pueden ser provistas por sistemas de conversión basados en electrónica de potencia, donde resulta una tecnología fundamental para la conexión a la red de los sistemas de almacenamiento de energía (Atienza Serna, 2011).

3.2.1. Sistemas modulares basados en almacenamiento electroquímico

Las celdas electroquímicas proveen tensiones hasta de 4 Voltios, sin embargo, se deben configurar en función de los servicios que el almacenamiento electroquímico habría de proveer al sistema eléctrico de potencia. Así las cosas, la configuración de las celdas deben proporcionar valores de potencia del orden de los megavatios (o en energía megavatios-hora), por lo tanto, las celdas se conectan en serie o paralelo dando lugar a los módulos de baterías, pero para poder llegar a los megavatios requeridos se hace necesario conectar estos módulos en serie o paralelo. En términos generales el diseño del sistema de conversión de potencia es fundamental atendiendo los criterios de contrabilidad de planta, eficiencia energética, durabilidad, costos, es así como la industria propone los diseños adecuados para atender los requerimientos particulares que las empresas necesiten.

3.3. REDES INTELIGENTES Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Algunas de las aplicaciones relacionadas con el almacenamiento de energía que están experimentando un significativo desarrollo con la introducción de las redes inteligentes son (Atienza Serna, 2011):

- Building and Energy Management System (BEMS) y Building Automation and Control System (BACS): sistema complejo de automatización de los hogares o edificios, en el que los electrodomésticos, los enchufes o los termostatos están dotados de una cierta inteligencia

para poder integrarlos en un solo sistema y lograr un funcionamiento energéticamente y económicamente eficientes.

- Meter Data Management System (MDMS): aplicación que realiza la gestión de la información obtenida con los medidores, la lectura de los medidores, facturación y gestión del contador eléctrico.
- Distribution Management System (DMS): sistema de supervisión y control de la red de distribución que integra los equipos de telecontrol. Esta aplicación se encarga de la supervisión y control de los sistemas de almacenamiento que estén instalados en la red de distribución.
- Energy Management System (EMS): sistema de herramientas utilizadas para los operadores de red para supervisar, control y optimizar el rendimiento de la generación y del rendimiento de transporte.
- Microgrid Central Control (MGCC): aplicación que ejecuta el control, la supervisión y la protección de la microrred, al mismo tiempo que se optimiza la operación y se mantiene la calidad y fiabilidad de suministro.

3.4. SERVICIOS PRESTADOS A LA RED DE TRANSMISIÓN Y/O DISTRIBUCIÓN

Los servicios prestados a la red se dividen en (SANDIA - NRECA, 2013):

- Servicios para el sistema de potencia: Los cuales están divididos en el desplazamiento de carga en la curva diaria y el suministro de capacidad. La implementación de ESS instalados en las redes de transmisión, subtransmisión y distribución, pueden permitir un aplanamiento de la curva de la demanda, realizando la carga de estos elementos en horas de baja demanda y realizando la descarga en horas de alta demanda, esto permite aplazar las inversiones, dado que la generación de energía tendría un traslado en el tiempo.
- Servicios complementarios: Los sistemas de almacenamiento de energía se conectan a la red por medio de electrónica de potencia que les permite trabajar en los cuatro cuadrantes, gestionando potencia activa y reactiva a su vez, de manera que adicional a la inyección y absorción de potencia activa a la red se logra una regulación de tensión de manera local. Un ejemplo de esto es el proyecto de “Nishi-Sendai Substation” ubicado en Japón; es uno de los casos de éxito implementados para la regulación de tensión.
- Servicios a la infraestructura de transmisión y distribución: Consiste en diferir expansión de transmisión en el tiempo y aliviar congestiones en transmisión, soporte de voltaje y amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.
- Servicios de gestión de demanda del usuario: consiste en brindar calidad de potencia, confiabilidad de potencia, desplazamiento de carga del usuario final y control de demanda de pico. Muchas de las fuentes limpias son intermitentes, impredecibles y no se pueden programar, lo anterior se debe a que por ejemplo las fuentes fotovoltaicas solo producen energía de acuerdo a la radiación solar que se tenga en el momento, al igual que las fuentes eólicas, que producen energía de acuerdo con la velocidad del viento que se tenga en el instante. Para lograr integración de estas fuentes de energía intermitentes a la red, de manera que su operación y despacho pueda ser programado, se hacen importantes las ESS, ya que la energía puede ser almacenable en horas de baja demanda y puede ser descargada en horas de

alta demanda; lo anterior generaría un aplanamiento de la curva de generación, trayendo consigo beneficios como el aplazamiento de inversiones en capacidad instalada de generación y otros beneficios técnicos respecto a la calidad de potencia de la red.

El resumen se puede observar en la Tabla 1:

Tabla 1. Servicios del Almacenamiento de Energía en SEP

Servicios de potencia	Servicios complementarios	Servicios a la infraestructura de transmisión/distribución	Servicios de gestión de demanda del usuario
Desplazamiento de carga-curva diaria	Regulación de frecuencia	Diferir inversiones de expansión en los sistemas de transmisión y distribución	Calidad de potencia
	Reserva rodante, fría y suplementaria		Confiabilidad
	Control de voltaje		Desplazamiento de carga del usuario final
Suministro de capacidad	Arranque en negro	Aliviar congestiones en transmisión	Control de demanda pico
	Otros servicios relacionados (ERNC)		

3.5. BATERÍAS PARA ALMACENAMIENTO DE MEDIANA Y ALTA DENSIDAD DE POTENCIA

Dependiendo del campo de aplicación se pueden utilizar diferentes sistemas de almacenamiento de acuerdo a sus características, como se presenta en la Figura 4.

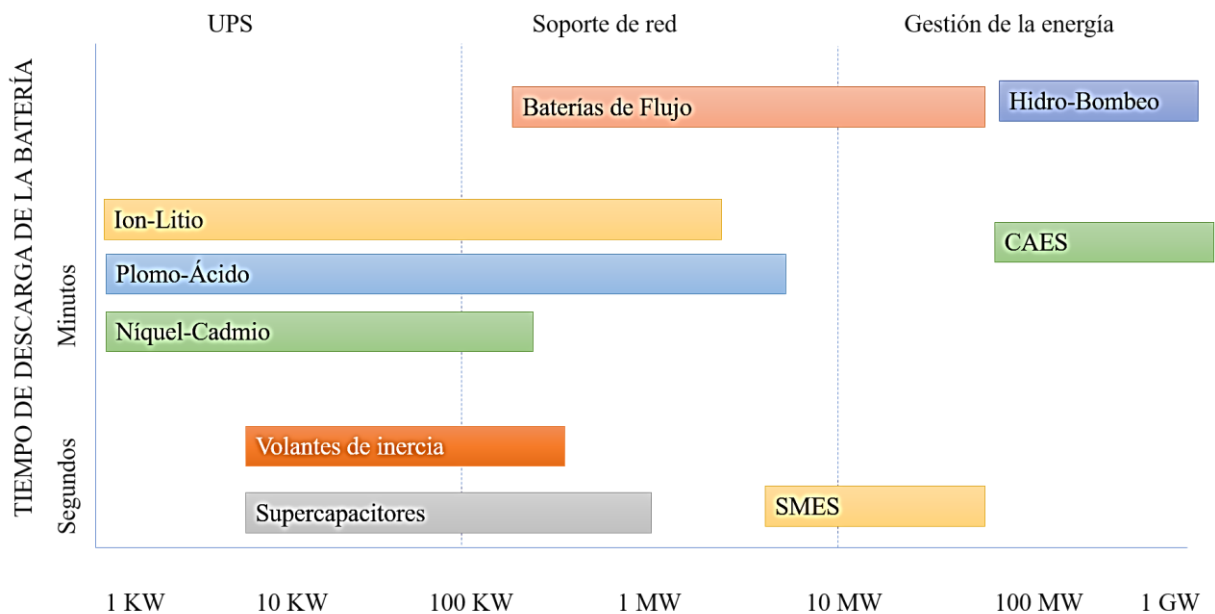


Figura 4. Tipos de almacenamiento de energía eléctrica (Mora, 2016), (P Alotto, M Guarnieri, 2014), (C Ding, H Zhang, X Li, 2013).

En la Figura 4 se presentan los principales sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. Esos sistemas de almacenamiento se dividen en: Sistemas de alimentación ininterrumpida, respaldo al sistema de red eléctrica y administración de la energía. Para el caso del planeamiento de la expansión se utilizarían el segundo y tercer grupo del sistema de almacenamiento. Como ventajas que ofrecen este tipo de sistemas se tienen (N.S. Wade, P.C. Taylor, P.D. Lang, 2010): Control de voltaje, control sobre el flujo eléctrico, restauración, Mercado Energético, Ventajas Comerciales/Legislativas y Autonomía en la red eléctrica.

En las Tabla 2 y Tabla 3, se observa información relacionada con rendimientos, diseño y operación de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica; dependiendo del tipo de aplicación se escoge el servicio de almacenamiento. Para el caso de las BESS existen diferentes tecnologías como son las de plomo-ácido, sulfuro de sodio, ion-litio, níquel hidruro y baterías por flujo Redox.

Tabla 2. Principales sistemas de almacenamiento de energía (Mora, 2016), (P Alotto, M Guarnieri, 2014).

Tecnología	Potencia [MW]	Energía [MWh]	Densidad de Energía [Wh/kg]	Tiempo de descarga	Tiempo de carga	Eficiencia	Ciclo de vida [x1000]
Plomo-Ácido	10-40	1-10	25-50	1 h	ms	75-85%	3
Sulfuro-Sodio	34	10	150-120	1 h	s	85-90%	4.3-6
Níquel-Sodio	1	6	95-120	1 h	s	85%	3-4
Ion-Litio	16	20	100-200	1 h	ms	95%	4-8
Combustible	1	>10	800-1300	> 1 h	ms	35-45%	50
Baterías de flujo	2-100	6-120	10-50	1- 10 h	ms	85%	>>13

Tabla 3. Características de diseño y operación de los sistemas de almacenamiento de energía (Mora, 2016), (P Alotto, M Guarnieri, 2014) .

Tecnología	Flexibilidad	Impacto ambiental	Seguridad
Plomo-Ácido	Buena	Baja	Baja
Sulfuro-Sodio	Buena	Baja	Media
Níquel-Sodio	Buena	Baja	Media
Ion-Litio	Buena	Baja	Baja
Combustible	Alta	Baja	Baja
Baterías de flujo	Alta	Baja	Baja

3.6. ASPECTOS ECONÓMICOS

El desarrollo tecnológico de las tecnologías de almacenamiento de energía ha de ir acompañado de una reducción de coste significativa para favorecer las diversas formas de almacenamiento, así como los ámbitos de aplicación. Para la toma de decisiones respecto a la viabilidad de adoptar o no un sistema de almacenamiento para la provisión de un servicio, se deben de tener en cuenta los costos de inversión del sistema de almacenamiento; de operación y mantenimiento, de reemplazo de componentes durante el horizonte del proyecto, también es importante tener presente todo lo relacionado con el desmantelamiento y reciclado de la tecnología utilizada al final de su vida útil (Atienza Serna, 2011) (Figura 5). Hoy en día las mismas empresas que venden las baterías se encargan de recogerlas al final de su vida útil.



Figura 5. Costos asociados al ciclo de vida de los sistemas de almacenamiento de energía. (Atienza Serna, 2011)

A continuación, se hace un referenciamiento de costos asociados a diferentes tecnologías de almacenamiento:

Tabla 4. Costos de almacenamiento electromecánico (Lazard, 2015)

	Unidades	Hidro-bombeo (Pumped HS)		Aire comprimido (CAES)	
		Min	Max	Min	Max
Límite					
Potencia nominal	MW	100	100	100	100
Duración	horas	8	8	8	8
Energía disponible	MWh	800	800	800	800
Ciclos de descarga/día (100%)		1	1	1	1
Días operación/año		300	300	300	300
Vida útil	Años	20	20	20	20
Energía utilizada anual	MWh	240000	240000	240000	240000
Proyección energía utilizada	MWh	4800000	4800000	4800000	4800000
Capital del costo inicial - DC	USD/kWh	----	----	----	----
Costo inicial total instalado	USD/kWh	244	359	197	197
Reemplazo -DC	USD/kWh				
después 5 años		0	0	0	0
después 10 años		0	0	0	0
después 15 años		0	0	0	0
Costos O&M	USD/kWh	2	11	4	4
Costo Carga	USD/kWh	50	50	50	50

Tabla 5. Costos de almacenamiento por baterías (Lazard, 2015)

Límite	Unidades	Baterías flujo		Litio		Ácido		Sodio	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Potencia nominal	MW	100	100	100	100	100	100	100	100
Duración	horas	8	8	8	8	8	8	8	8
Energía disponible	MWh	800	800	800	800	800	800	800	800
Ciclos de descarga/día (100%)		1	1	1	1	1	1	1	1
Días operación/año		300	300	300	300	300	300	300	300
Vida útil	Años	20	20	20	20	20	20	20	20
Energía utilizada anual	MWh	240000	240000	240000	240000	240000	240000	240000	240000
Proyección energía utilizada	MWh	4800000	4800000	4800000	4800000	4800000	4800000	4800000	4800000
Capital del costo inicial - DC	USD/kWh	300	946	399	1051	529	1913	425	1344
Costo inicial total instalado	USD/kWh	372	1115	486	1236	636	2227	516	1573
Reemplazo -DC	USD/kWh								
después 5 años		0	317	0	0	0	0	0	0
después 10 años		105	253	209	304	333	686	269	1033
después 15 años		0	222	0	0	0	0	0	0
Costos O&M	USD/kWh	3	33	7	13	13	55	10	31
Costo Carga	USD/kWh	50	50	50	50	50	50	50	50

En la Figura 6 se presenta la evolución de costos de diferentes tecnologías de almacenamiento por baterías hasta el año 2020. Como se puede observar las baterías de ion-litio son las de menor costo y en la proyección de costos es la más favorable.

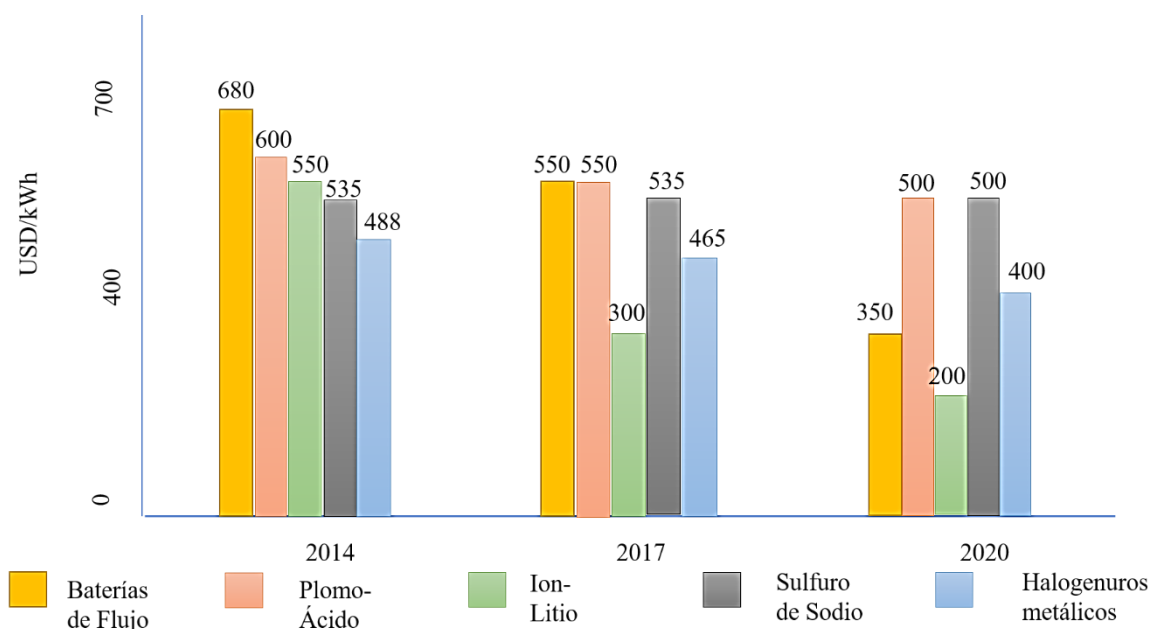


Figura 6. Proyección costos baterías (Jaffe, S. and Adamson, 2014) (IRENA, 2015)

3.7. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

Las tecnologías de almacenamiento requieren de recursos energéticos y/o materiales para la realización de todas las etapas de su ciclo de vida (desde la producción de material bruto hasta el reciclado o disposición de las mismas). Es así como el reciclado de baterías electroquímicas se considera un aspecto crítico para minimizar el impacto medioambiental de estas tecnologías.

El reciclado de baterías es un aspecto que está adquiriendo una importancia cada vez mayor. Importancia motivada por la escasez de ciertos materiales en la corteza terrestre que son necesarios para la fabricación de celdas electroquímicas. Se suma las diversas legislaciones recientes, las cuales redundan en la necesidad de alcanzar una reducción significativa en el gasto energético para la obtención del material, así como en las emisiones del efecto invernadero. En la Tabla 6 se muestran los materiales utilizados en la fabricación de sistemas de almacenamiento electroquímico (Atienza Serna, 2011):

Tabla 6. Materiales utilizados para el almacenamiento electroquímico.

Material	Aplicaciones
Cadmio (metal de transición, pesado, tóxico)	Aceros aleados, recubrimientos, baterías, pigmentos, estabilizadores de plásticos de soldaduras, células fotovoltaicas
Cobalto (metal de transición, escaso, caro)	Superalaciones, carburos para recubrimientos contra el desgaste, herramientas de corte, imanes, pigmentos, cables de acero, baterías, catalizadores
Litio (metal alcalino, abundante, barato, inflamable)	Cerámicas y vidrios, baterías de ion-litio, lubricantes, tratamientos de aire, metalurgia, polímeros, productos farmacéuticos, aluminio, aplicaciones nucleares
Manganeso (metal de transición, barato, abundante)	Aceros aleados, fertilizantes, comida para animales, catalizadores, tratamientos de vidrios, tratamientos médicos
Níquel (metal de transición, pesado, tóxico)	Aceros inoxidables y aleados, baterías alcalinas, aleaciones no férricas, material eléctrico, industria del petróleo, maquinaria industrial
Plomo (metal pesado, tóxico)	Anclas y contrapesos, pantalla contra radiaciones, vidrios especiales, baterías, soldaduras, cables
Vanadio (metal transición, escaso)	Aleaciones de hierro y acero, baterías de flujo, catalizadores para la fabricación de ácido sulfúrico, herramientas mecánicas

Actualmente se tiene la opción de segunda vida para baterías utilizadas para baterías de vehículos eléctricos. El número de vehículos eléctricos probablemente aumentará en los próximos años y con él, el volumen de baterías de litio, que al final de su vida útil en el vehículo han de ser gestionadas adecuadamente. La re-manufactura toma un papel importante ya que permite la restauración de componentes a su estado original, siendo así una alternativa de fabricación de baterías, ya que puede resultar en un coste energético e impacto medioambiental menor. Visto desde el punto de vista económico, el aprovechamiento de baterías de segunda vida abre la opción de crear nuevos modelos de negocio.

4. MODELOS MATEMÁTICOS

El modelamiento matemático de cualquier problema de la vida real consiste en representar lo más fielmente el comportamiento del proceso, definiendo todas las posibles variables del problema y encontrando todas aquellas interrelaciones que hacen que el modelo construido funcione de forma adecuada. El modelamiento se dificulta en la medida en que se desee una mejor aproximación al problema por medio de un ajuste más eficiente de las relaciones empleadas y de la edición de más variables y funciones (Andrés H Domínguez, Antonio H Escobar, 2017).

Como parte de las tecnologías que se están incorporando en los mercados eléctricos están los Sistemas de almacenamiento de energía por baterías, por sus siglas en inglés (BESS-Battery Energy Storage Systems). Para el caso colombiano, la UPME (Unidad de Planeamiento Minero Energético) en sus planes ya está considerando las baterías como elementos que prometen dar solución a diversos problemas de operación, la Comisión de Regulación de energía y Gas (entidad encargada de la regulación económica del sistema de comercialización de energía eléctrica en Colombia) ya está trabajando en incluir estos casos para la remuneración en las normas de comercialización, mediante la contratación se estudian de consultoría cuyo objetivo es evaluar los servicios complementarios en el sistema (por ejemplo de frecuencia, voltaje y reactivos) y los cambios en los esquemas del mercado de electricidad, lo que es una clara evidencia de que el futuro está próximo y los modelos matemáticos deben adaptarse. Se espera que los estudios contratados para evaluar los cambios regulatorios en Colombia se encuentren finalizados en diciembre de 2018.

En otros países una de las aplicaciones de las baterías que se está utilizando es el almacenamiento de energía eléctrica en momentos de baja demanda y bajos costos de generación para entregarlas en los períodos de alta demanda, es decir, el almacenamiento de energía trabaja para mover energía a través del tiempo (la energía generada en un momento puede ser usada en otro). Es claro que incluir el análisis de instalación de nuevos dispositivos en el problema matemático aumenta más la complejidad de solución, lo cual se constituye en un reto; donde se deben responder preguntas como: ¿Dónde es la mejor ubicación de las BESS en el sistema?, ¿Cuál debe ser el tamaño óptimo de cada BESS instalado? y ¿Cómo se modela matemáticamente la inclusión de BESS en problema de planeamiento?

Para resolver el problema idealmente, se debería representar la red de transmisión a través del flujo de carga AC, sin embargo, las técnicas existentes hoy en día para resolverlo presentan dificultades como por ejemplo con los nodos aislados, lo que genera inconvenientes en la convergencia del problema. Se han incluido en la literatura diversas linealizaciones que permiten trabajar con nodos no conexos, sin embargo, los autores resuelven sistemas pequeños o para los de mediano y gran tamaño el procedimiento es acotar de forma forzada el espacio de solución (por ejemplo, sólo considerar algunas líneas de transmisión como candidatas a agregar líneas, con lo cual el número de variables de decisión se reduce de forma notable) o también mediante procedimientos heurísticos, lo anterior para poder encontrar alguna solución subóptima. Algunos trabajos pueden encontrarse en (M. J. Rider, 2006), (Rider, M. J.; Gallego, L. A.; Romero, R. & Garcia, 2007), (Moghaddam, S. Z.; Monsef, H. & Jafari, 2011), (da Fonseca Manso, L. A.; de Assis, F. A.; da Silva, A. M. L.; de Resende, L. C. & dos Santos, 2014), (M. T. Akbari, T. & Bina, 2016), (M. Akbari, T. & Bina, 2014).

Tradicionalmente en el problema de planeamiento de expansión del sistema de transmisión se ha considerado el modelo de flujo de carga DC, como un modelo ideal para realizar el planeamiento de

largo plazo más utilizado en la literatura especializada por los expertos por ser una buena aproximación al modelo AC (Niharika et al., 2016).

El modelo de flujo de carga DC exige el cumplimiento tanto de la primera como de la segunda ley de Kirchhoff para todos los elementos del sistema (red base y adiciones nuevas), lo que lo convierte en la representación más adecuada del problema real. Esto implica que el modelo se convierte en un modelo tipo (PNLEM).

En línea con lo anterior, el modelo denominado lineal disyuntivo es la representación lineal del modelo de flujo de carga DC. Este último es considerado el modelo ideal para la exploración exhaustiva de opciones de inversión en el problema de la expansión de la red de transmisión, cuando se considera únicamente la potencia activa. Los dos modelos son equivalentes desde el punto de vista matemático y por lo tanto presentan la misma solución óptima. El modelo lineal disyuntivo permite transformar un problema de PNLEM en un problema PLEM (problema lineal entero mixto), que finalmente es más fácil de resolver que el problema original. Como desventaja tiene un mayor número de variables y como ventaja es lineal.

Existen técnicas exactas que logran resolver este tipo de problemas para sistemas de pequeña, de mediana y gran complejidad (Andres H Dominguez, Antonio H Escobar, 2017). Para resolver los modelos que se proponen se usa el software comercial CPLEX que resuelve problemas del tipo lineal entero mixto de forma eficiente.

En esta investigación se hacen propuestas a partir del modelo lineal disyuntivo para representar la red de transmisión considerando sistemas de almacenamiento de energía (BESS) y contingencias N-1.

En este capítulo se presenta el modelo lineal disyuntivo mejorado y reducido con la inclusión de baterías (BESS). En el modelo disyuntivo mejorado junto con la propuesta de BESS se consideran las contingencias N-1. Adicionalmente se presenta un nuevo modelo denominado Validación Energética; con esto se busca encontrar una solución que abarque tanto las restricciones eléctricas como energéticas de una red de transmisión.

4.1. MODELO LINEAL DISYUNTIVO MEJORADO CON BESS

La nomenclatura usada en el modelo es definida en la Tabla 7:

Tabla 7. Variables, parámetros y conjuntos del modelo disyuntivo mejorado con BESS

Nomenclatura	Definición
c_{ij}	Costo de adicionar una línea en el corredor $i - j$
$w_{ij,y}$	Variable binaria de adición de línea en el corredor $i - j$
r_i	Variable de racionamiento en el nodo i
S_0	Matriz de incidencia nodo-rama del sistema eléctrico existente
S_1	Matriz de incidencia nodo-rama del sistema eléctrico nuevo
f^0	Vector de flujos en los corredores existentes
f^1	Vector de flujos en los corredores nuevos
g	Vector de generaciones nodales con elementos g_i
d	Vector de demandas nodales con elementos d_i
f_{ij}^0	Vector de flujos cuyos elementos representan el flujo en el camino $i - j$ de una línea existente
γ_{ij}^0	Susceptancia equivalente en el corredor $i - j$ existente

Tabla 7. Variables, parámetros y conjuntos del modelo disyuntivo mejorado con BESS

Nomenclatura	Definición
γ_{ij}^1	Susceptancia de un circuito en el corredor $i - j$
θ_i	Vector de ángulos nodales con elementos θ_i
$f_{ij,y}^1$	Vector de flujo en el camino $i - j$ y opción y en la red candidata
M	Parámetro de gran valor para las restricciones disyuntivas
α	Costo de dejar de atender demanda (racionamiento)
n_{ij}^0	Número de elemento existentes en el corredor $i - j$ en la configuración base
\bar{f}_{ij}	Flujo máximo permitido para una línea en el corredor $i - j$
\bar{n}_{ij}	Número máximo de elementos que pueden ser adicionados en el corredor $i - j$
$\bar{\theta}$	Máximo valor angular
Y	Conjunto de corredores de transmisión nuevos
Ω	Conjunto de redes de transmisión existentes
Ω_B	Conjunto de barras del sistema
$CUB_0P(*)$	Costo unitario de acondicionamiento de la planta [USD/kWh]
$CUUA(*)$	Costo unitario de la batería [USD/kWh]
$\eta_{ESS}(*)$	Eficiencia de la batería $p. u$
$RC(*)$	Costo unitario de reemplazo de los BESS [USD/kWh]
$RF(*)$	Frecuencia de reemplazo [años]
$CP_{ESS}(*)$	Tiempo de construcción de los BESS [años]
S_b	Potencia base [MW]
$CUPSC_i(*)$	Costo unitario sistema de conversión de potencia en la barra $[i]$ [USD/kW]
$ESSFVC(*)$	Costo fijo y variable de operación y mantenimiento de los BESS $\left[\frac{USD}{kW-año}\right]$
$ESSPOC(*)$	Costos operativos y de planeamiento de los BESS [USD]
$T(*)$	Periodo de planeamiento [años]
$\Delta_k^{ESS}(*)$	Variable que representa el valor del k-ésimo bloque asociado con la capacidad total [MW]
$p_i^{ESS}(*)$	Variable que representa la salida de potencia de las baterías instaladas en la barra i (MW)
$E_i^{ESS}(*)$	Variable binaria que representa la construcción de un BESS en la barra i
$W(*)$	Capacidad de energía instalada entre todos los BESS
CPI	Costo de potencia inyectada [USD/kW]
CEI	Costo de energía instalada de todos los BESS [USD/kWh]
$BESS_i^{max}$	Máximo límite de capacidad de un BESS en la barra $[i]$
$BESS_i^{min}$	Mínimo límite de capacidad de un BESS en la barra $[i]$

El modelo lineal disyuntivo, al igual que el modelo DC, sirve para caracterizar el comportamiento de la red de transmisión en el problema de planeamiento de la expansión.

El modelo disyuntivo es la transformación lineal del modelo DC, mediante ecuaciones disyuntivas aplicadas a la segunda ley de Kirchhoff para cada opción de inversión, usando variables binarias. A

través de este modelo se plantea un problema de optimización del tipo PLEM que asume la siguiente forma:

$$\min v = \sum_{(i,j) \in \Omega} \sum_{y=1}^Y c_{ij} w_{ij,y} + \alpha \sum_{i \in \Omega_B} r_i \quad (1)$$

s.a

$$\sum_{(k,i) \in \Omega} \left(f_{ki}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ki,y}^1 \right) - \sum_{(i,j) \in \Omega} \left(f_{ij}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ij,y}^1 \right) + g_i + r_i = d_i \quad \forall i \in \Omega_B \quad (2)$$

$$f_{ij}^0 - n_{ij}^0 \gamma_{ij}^0 (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega d_i \quad (3)$$

$$\left| \frac{f_{ij,y}^1}{\gamma_{ij}^1} - (\theta_i - \theta_j) \right| \leq M(1 - w_{ij,y}) \quad \forall (i,j) \in \Omega, y = 1 \dots Y \quad (4)$$

$$|f_{ij}^0| \leq n_{ij}^0 \bar{f}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (5)$$

$$|f_{ij,y}^1| \leq w_{ij,y} \bar{f}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega, y = 1 \dots Y \quad (6)$$

$$w_{ij,y} \leq w_{ij,y-1} \quad \forall (i,j) \in \Omega, y = 2 \dots Y \quad (7)$$

$$\sum_{y=1}^Y w_{ij,y} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (8)$$

$$-\bar{\theta} \leq \theta_i \leq \bar{\theta} \quad \forall i \in \Omega_B \quad (9)$$

$$\theta_m = 0 \quad m = slack, \quad m \in \Omega_B \quad (10)$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in \Omega_B \quad (11)$$

$$w_{ij,y} \in \{0,1\} \quad (12)$$

$$f_{ij}^0, f_{ij,y}^1, \theta_i, g_i \text{ Irrestringido} \quad (13)$$

En el modelo anterior, si $w_{ij,y} = 1$ significa que la opción de inversión y del corredor $i - j$ es adicionada al sistema. Si $w_{ij,y} = 0$ significa que la opción de inversión y del corredor $i - j$ no es adicionada. La Figura 7 muestra un ejemplo con las opciones de inversión en el camino $i - j$ como las variables binarias deciden que circuito es construido (se muestra un ejemplo con un número máximo de adición de 3 circuitos).

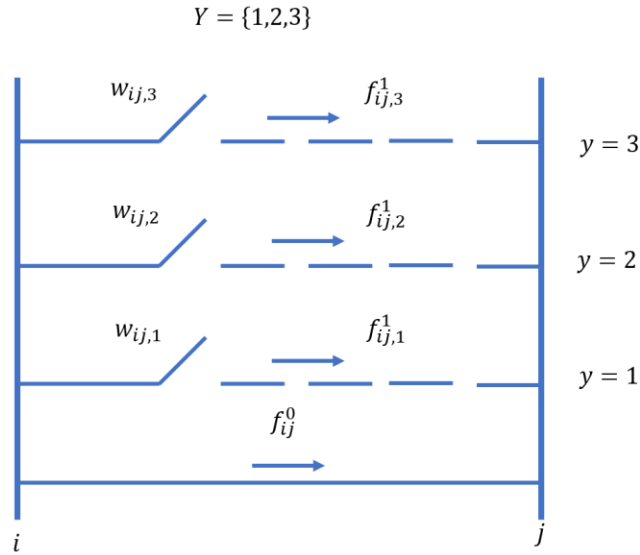


Figura 7. Ejemplo de opciones de inversión para 3 circuitos. (Escobar A, Romero R, Gallego R, 2010)

Se deben hacer las siguientes aclaraciones:

- La restricción $\sum_{(k,i) \in \Omega} (f_{ki}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ki,y}^1) - \sum_{(i,j) \in \Omega} (f_{ij}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ij,y}^1) + g_i = d_i$, representa todas las restricciones asociadas al balance de potencia en cada barra del sistema tanto para lo existente como para nuevas líneas.
- La restricción $f_{ij}^0 - n_{ij}^0 \gamma_{ij}^0 (\theta_i - \theta_j) = 0$ representa la segunda ley de Kirchhoff aplicada a los circuitos existentes en el corredor $i - j$ de la red existente.
- El grupo de restricciones $\left| \frac{f_{ij,y}^1}{\gamma_{ij}^1} - (\theta_i - \theta_j) \right| \leq M(1 - w_{ij,y})$ representan la segunda ley de Kirchhoff para cada circuito candidato que ha sido seleccionado para adición, es decir, si $w_{ij,y} = 1$. Si $w_{ij,y} = 0$, la restricción no queda activa mediante el valor de M de gran valor. γ_{ij}^1 representa la Susceptancia de un solo circuito en el camino $i - j$.
- El conjunto de restricciones $|f_{ij}^0| \leq n_{ij}^0 \bar{f}_{ij}$, $|f_{ij,y}^1| \leq w_{ij,y} \bar{f}_{ij}$, $\sum_{y=1}^Y w_{ij,y} \leq \bar{n}_{ij}$, $-\bar{\theta} \leq \theta_i \leq \bar{\theta}$, $0 \leq g_i \leq \bar{g}_i$, son operativas o de inversión: límites de flujo de potencia por las líneas, límites de adición de circuitos, corte de carga y límites en generación.
- El conjunto de restricciones $w_{ij,y} \leq w_{ij,y-1}$ es lo que permite mejorar el modelo disyuntivo, dado que disminuye la cantidad de combinaciones de posibles circuitos de adición que son analizadas en el proceso de solución. Esta restricción establece lo siguiente: para construir la segunda línea, debe estar construida la primera línea; y para construir la tercera línea, debieron estar primero construidas la primera y segunda línea. Es así como estas restricciones introducen cortes en el espacio de solución y hace que existan tres opciones de inversión en el camino $i - j$. En la Figura 7, se observan las opciones para un camino $i - j$ con tres líneas para adicionar a, b y c (de las mismas características), donde el orden de construcción es de izquierda a derecha, y se observa cómo se disminuye las opciones con la restricción de la (7):

Opciones	Líneas en el camino $i - j$		
1	a		
2	b		
3	c		
4	a	b	
5	b	a	
6	a	c	
7	c	a	
8	b	c	
9	c	b	
10	a	b	c
11	a	c	b
12	b	a	c
13	b	c	a
14	c	a	b
15	c	b	a
Sin restricción que establece orden de construcción			

Opciones	Líneas en el camino $i - j$		
1	a		
4	a	b	
10	a	b	c
Con restricción que establece un orden de construcción			

Figura 8. Opciones con y sin restricciones que establece el orden de construcción de líneas. (Domínguez, 2017)

Es así como estas nuevas restricciones permiten al modelo ser más eficiente en su resolución debido a que el número de opciones es inferior por el corte introducido.

Hasta el momento se ha presentado el modelo lineal disyuntivo mejorado (con restricción que acota espacio de solución) como base para resolver el sistema de transmisión. A continuación, se introducirá el modelo propuesto de baterías (la nomenclatura se observa en la Tabla 7).

Los costos de las baterías tienen dos componentes principales las cuales son los costos de energía instalada y los costos de la potencia inyectada (Figura 9):



Figura 9. Costos de las BESS. Fuente: propia

El costo de energía instalada [CEI] se propone con la siguiente estructura (Figura 10):

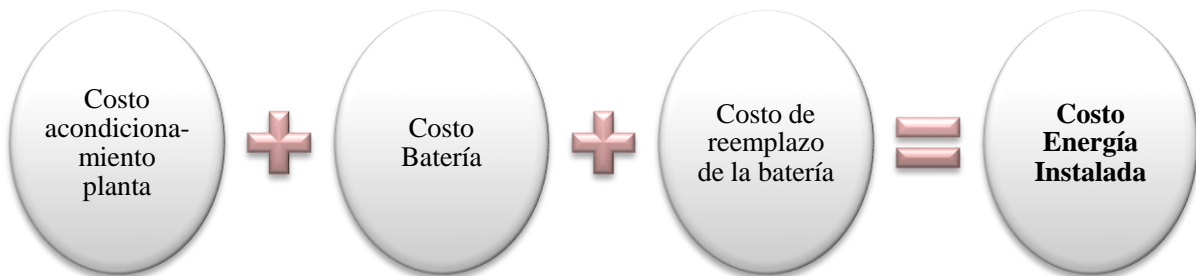


Figura 10. Costos de Energía Instalada. Fuente: propia

El costo de acondicionamiento de la planta está asociado al costo de los sistemas de control y monitoreo, al costo de construcción del edificio donde va a operar el sistema, y al costo de acondicionamiento de la conexión del dispositivo de los BESS a la red. El costo de la batería es un valor fijo y depende de la evolución del mercado. Los costos de reemplazo de la batería son fundamentales tenerlos en el modelamiento ya que dependen de la frecuencia de reemplazo que se proponga por los administradores del activo para mantener en óptimas condiciones el sistema de almacenamiento y del período que se considere del planeamiento.

Por el otro lado, el costo de potencia inyectada [*CPI*] se propone con la siguiente estructura (Figura 11):



Figura 11. Costo de Potencia Inyectada. Fuente: propia

El costo del sistema de conversión de potencia depende del mercado. Los costos de operación y mantenimiento se cobran por año, y se inician a cobrar luego de un año de haber sido construido el sistema de BESS (en este trabajo se asumen 2 años como periodo de construcción). Los anteriores costos son de carácter anual, por tanto, son calculados y llevados al año de inicio de construcción y luego llevados al valor presente (Figura 12).

De todo lo anterior y en resumen, el costo de planeamiento de los BESS está conformado por los costos de capital (costos de construcción), que están asociados a: 1) costos por capacidad de potencia (equipo de conversión, dado normalmente en la literatura como USD/kW); 2) costos de capacidad de energía (unidad de almacenamiento, dado normalmente en la literatura como USD/kWh); y 3) costos de balance de planta (conexiones, acondicionamiento del edificio, etc., especificados en USD/kWh). Y los costos operativos están conformados por: 1) los fijos y variables de operación y mantenimiento en USD/kW – año; y 2) el costo de reemplazo de batería que son cobrados cada cierto período de tiempo (*RF*), los cuales deben ser llevados a valor presente (año cero) cada vez que aparezcan.

En los costos capitales están incluidos los costos operativos y de planeamiento de los ESS (*ESSPOC*).

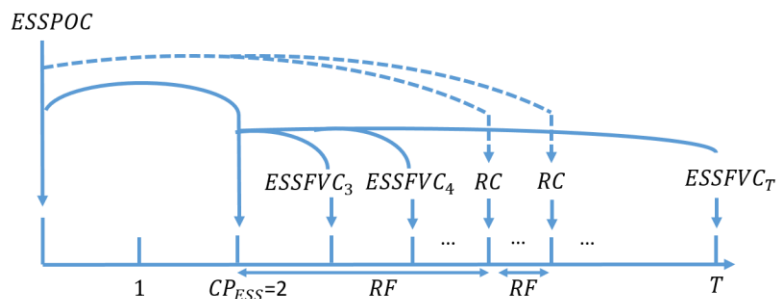


Figura 12. Línea de tiempo de planeamiento de los BESS. (Domínguez, 2017)

Respecto del modelo de inversión en un tramo de línea, se muestra en la Figura 13 la posibilidad de instalar baterías en ambos extremos, es decir en la barra i o en la barra j . Así, si E_i o E_j toman el valor de 1 entonces se instala(n) la(s) batería(s) en la(s) barra(s) i y/o j con una potencia inyectada P_i^{ESS} y/o P_j^{ESS} .

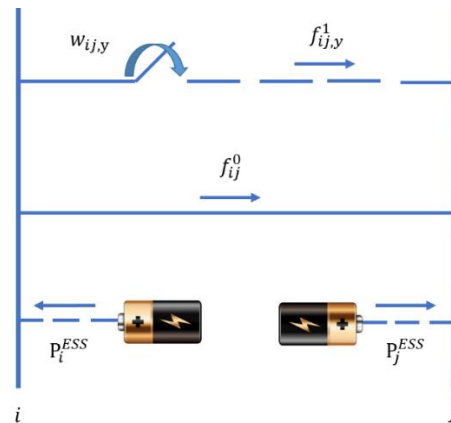


Figura 13. Representación de inversión en un tramo de red con opciones de líneas y BESS. Fuente: propia

En la programación diaria de los sistemas de almacenamiento la modulación de la curva de demanda es la aplicación que permite aplanar las puntas del consumo y así permitir el balance a gran escala del sistema eléctrico. Si se evitan desequilibrios en la curva de demanda, haciéndola más uniforme, se evita que se sobredimensionen las instalaciones. Es así, como las BESS utilizan tiempos de cargas más largos que los de descarga. Cargar las baterías implican pérdidas en los equipos que se instalan. La eficiencia entra como un parámetro importante en el modelamiento, ya que introduce el costo de pérdidas en el sistema de almacenamiento, debido al proceso de carga de la energía. En las BESS el tiempo de carga aproximado es h_0/η_{ESS} , donde h_0 representa el tiempo de descarga del dispositivo BESS y η_{ESS} representa su eficiencia para cargar. En la Figura 14 se muestra el efecto de la modulación sobre una curva típica de demanda diaria.

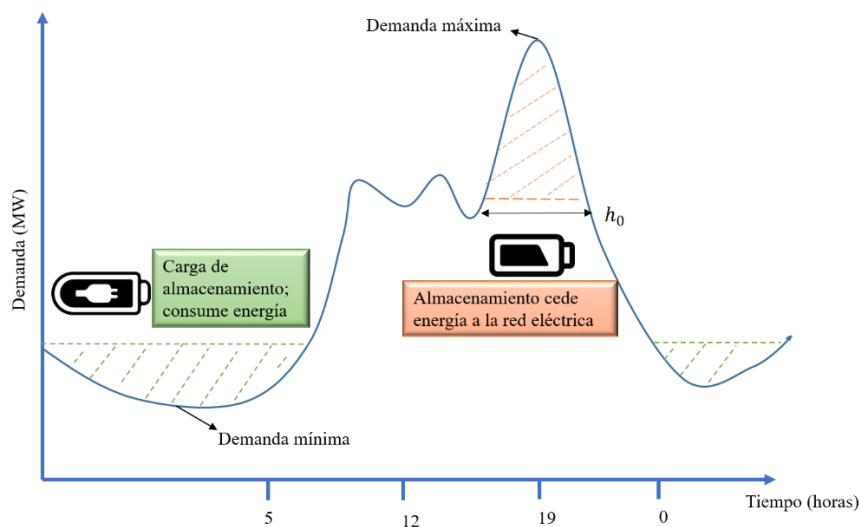


Figura 14. Modulación de la demanda con BESS. Fuente: propia

En la Figura 15 se muestra la curva de duración carga correspondiente a la Figura 14, con un acercamiento realizado en un fragmento de esta misma en la parte derecha. Donde la parte que está sombreada es el área (energía) que involucra la operación de los BESS y limitada por el tiempo de operación. El objetivo es que por medio de una aproximación lineal se obtenga el valor de la energía. La aproximación usada tiene el nombre de método de punto medio (*Midpoint method*) (Steven C, 2010). El método consiste en dividir la parte asociada de la curva en k rectángulos para obtener una aproximación del área bajo la curva y así encontrar la energía total W (área sombreada en la Figura 15). El cálculo se hace más aproximado en la medida en que se tenga en cuenta más bloques de división. En la figura se ha tomado $k = 5$ bloques de división (Domínguez, 2017).

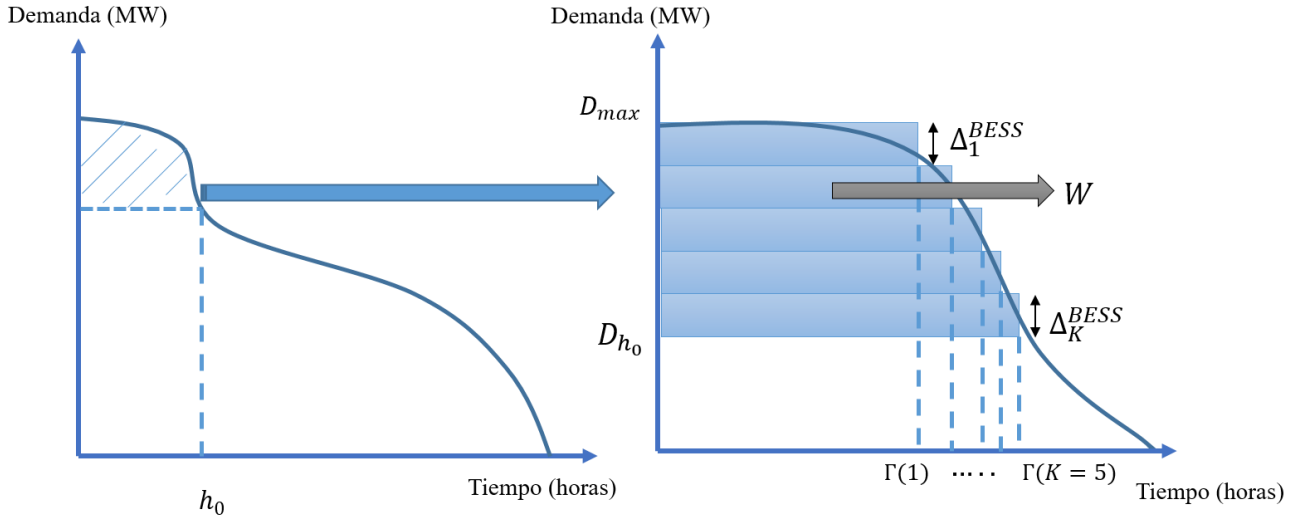


Figura 15. Método de punto medio para calcular la capacidad de potencia de un BESS y la cantidad de energía instalada entre todos los BESS (Domínguez, 2017)

En la figura anterior D_{h_0} es la demanda total en el tiempo h_0 . Las relaciones entre la capacidad de energía total, el tiempo de operación, la demanda máxima y la capacidad nominal de los BESS, puede ser representada por las siguientes restricciones que son agregados al modelo:

$$W = \sum_{k=1}^K \Gamma(k) \Delta_k^{BESS} \quad (14)$$

$$0 \leq \Delta_k^{BESS} \leq \frac{2(D^{max} - D^{h_0})}{2K - 1} \quad k = 1..K \quad (15)$$

$$\sum_{i \in \Omega_B} P_i^{ESS} = \sum_{k=1}^K \Delta_k^{BESS} \quad (16)$$

$$BESS_i^{min} E_i^{ESS} \leq P_i^{ESS} \leq BESS_i^{max} E_i^{ESS} \quad \forall_i \in \Omega_B \quad (17)$$

Respecto a las restricciones (14)-(17) se hacen las siguientes observaciones (Domínguez, 2017):

- Cada bloque de división de potencia está representado por la salida de potencia encontrada para uno o más BESS y en función del conjunto de variables Δ_k^{BESS} .
- La ecuación (14) calcula la energía total que suministran los BESS.
- El tiempo de operación máximo está implícito en el cálculo del parámetro $\Gamma(k)$.
- En el cálculo de cada $\Gamma(k)$ deben ser usados los valores de la curva de carga.

- La desigualdad de la ecuación (15) establece el límite mínimo y máximo del conjunto de variables Δ_k^{BESS} .
- La igualdad de la ecuación (16) establece que el conjunto total de BESS instalados sea igual a la potencia suministrada y que es requerida por el sistema durante el tiempo h_0
- La restricción de la ecuación (17) además de establecer un límite mínimo y máximo de instalación de los BESS en una barra i , evita que se instalen múltiples BESS de dimensiones pequeñas, esto permite que se analicen posibles opciones a partir de capacidades específicas y que se adecúen a la realidad.

El modelo que se presenta a continuación aplica para el problema de planeamiento estático con opciones de inversión de líneas AC y dispositivos BESS. En este modelo se determina la capacidad de potencia de cada BESS, mientras que la energía es determinada para todo el conjunto completo de BESS instalados en el sistema y con un máximo tiempo de operación o funcionamiento entre todos los BESS instalados. Adicionalmente, el máximo tiempo de operación, limita el número de BESS instalados en el sistema, lo cual es necesario debido a que las horas de alta demanda representan un intervalo de tiempo (en Colombia de 3 a 4 horas). Es así, que se puede determinar la localización y la capacidad óptima de cada BESS y sólo se incluyen los que el sistema requiere. También debe tenerse en cuenta que no se incluyen BESS si no se recupera la inversión en su vida útil.

La función objetivo está conformada por los costos de capital y de operación y se minimizan los costos de inversión en redes AC, también se incluye un término que genera un incentivo en la instalación de dispositivos BESS que está asociado a la energía vendida durante los períodos de alta demanda.

El modelo completo de inversión de líneas y BESS se muestra a continuación:

$$\min v = C_L + ESSPOC \quad (18)$$

$$C_L = \sum_{(i,j) \in \Omega} \sum_{y=1}^Y c_{ij} w_{ij,y} + \alpha \sum_{i \in \Omega_B} r_i \quad (19)$$

$$ESSPOC = (CUB_0 P + \frac{CUUA}{\eta_{ESS}} + \sum_{r=(CP_{ESS})}^{\epsilon} \left(\frac{RC}{(1+i)^{(CP_{ESS}+r.RF)}} \right)) * (S_b \cdot W \cdot 10^{-1}) + \left(CUPSC_i + ESSFVC \left[\frac{(1+i)^{(T-CP_{ESS})} - 1}{i} \right] (1+i) \left(\frac{1}{(1+i)^{(CP_{ESS})}} \right) \right) * (\sum_{i \in \Omega_B} S_b \cdot P_i^{ESS} \cdot 10^{-1}) \quad (20)$$

s. a

$$\sum_{(k,i) \in \Omega} \left(f_{ki}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ki,y}^1 \right) - \sum_{(i,j) \in \Omega} \left(f_{ij}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ij,y}^1 \right) + g_i + P_i^{ESS} + r_i = d_i \quad \forall i \in \Omega_B \quad (21)$$

$$f_{ij}^0 - n_{ij}^0 \gamma_{ij}^0 (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (22)$$

$$\left| \frac{f_{ij,y}^1}{\gamma_{ij}^1} - (\theta_i - \theta_j) \right| \leq M(1 - w_{ij,y}) \quad \forall (i,j) \in \Omega, y = 1 \dots Y \quad (23)$$

$$|f_{ij}^0| \leq n_{ij}^0 \bar{f}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega \quad (24)$$

$$|f_{ij,y}^1| \leq w_{ij,y} \bar{f}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega, y = 1 \dots Y \quad (25)$$

$$w_{ij,y} \leq w_{ij,y-1} \quad \forall (i, j) \in \Omega, y = 2 \dots Y \quad (26)$$

$$\sum_{y=1}^Y w_{ij,y} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega \quad (27)$$

$$\theta_m = 0 \quad m = slack, \quad m \in \Omega_B \quad (28)$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in \Omega_B \quad (29)$$

$$0 \leq r_i \leq \bar{d}_i \quad \forall i \in \Omega_B \quad (30)$$

$$-\pi/6 \leq (\theta_i - \theta_j) \leq \pi/6 \quad \forall i, \forall j \in \Omega_B \quad (31)$$

$$-\bar{f}_{ij} (n_{ij}^0) \leq f_{ij,c}^0 \leq \bar{f}_{ij} (n_{ij}^0) \quad \forall (i, j) \in \Omega_{ac} \quad (32)$$

$$W = \sum_{k=1}^K \Gamma(k) \Delta_k^{BESS} \quad (33)$$

$$0 \leq \Delta_k^{BESS} \leq \frac{2(D^{max} - D^{h_0})}{2K - 1} \quad k = 1..K \quad (34)$$

$$\sum_{i \in \Omega_B} p_i^{ESS} = \sum_{k=1}^K \Delta_k^{BESS} \quad (35)$$

$$BESS_i^{min} E_i^{ESS} \leq p_i^{ESS} \leq BESS_i^{max} E_i^{ESS} \quad \forall i \in \Omega_B \quad (36)$$

$$\varepsilon = \frac{T - CP_{ESS}}{RF} \quad (37)$$

$$w_{ij,y} \in \{0,1\} \quad (38)$$

$$f_{ij}^0, f_{ij,y}^1, \theta_i, g_i \text{ Irrestriccto} \quad (39)$$

Respecto a los términos asociados con dispositivos BESS se pueden hacer los siguientes comentarios:

- El término ε de la ecuación (37) calcula cada cuanto es el reemplazo a partir de la instalación.
- Los costos que dependen de la potencia inyectada y que son dados en $[USD/kW]$ son calculados por el segundo término de la ecuación (20) que son el costo de la capacidad instalada (que son los mismos costos de la potencia inyectada) y los costos fijo y variables de operación y mantenimiento; estos son calculados año a año para el periodo desde CP_{ESS} hasta T por medio de $\left[\frac{(1+i)^{(T-CP_{ESS})}-1}{i} \right] (1+i)$ y luego llevados al valor presente por medio de $\left(\frac{1}{(1+i)^{(CP_{ESS})}} \right)$.
- La restricción $-\pi/6 \leq (\theta_i - \theta_j) \leq \pi/6 \quad \forall i, \forall j \in \Omega_B$, se basa en el concepto del relé de sincronismo donde se establece que la diferencia angular entre dos nodos no debe ser mayor a $\pi/6$. Esto es porque en la práctica tener diferencias angulares mayores a este valor propuesto cuando ocurren contingencias puede generar cierres asíncronos y generar problemas de estabilidad a la red de transmisión. Se aclara que se pone en grados los límites para entendimiento del lector, pero se debe usar el equivalente en radianes para efectos en el modelo matemático.
- La restricción $\sum_{(k,i) \in \Omega} (f_{ki}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ki,y}^1) - \sum_{(i,j) \in \Omega} (f_{ij}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ij,y}^1) + g_i + p_i^{ESS} + r_i = d_i$, representa el balance de potencia que se ve afectado por la potencia inyectada p_i^{ESS} .

Esta variable conecta los BESS a la red y se considera que la potencia inyectada es la misma potencia instalada en cada nodo, así se determina la capacidad aproximada óptima.

4.2. MODELO LINEAL DISYUNTIVO REDUCIDO CON BESS

El modelo reducido tiene la capacidad de disminuir el número de restricciones y variables respecto al modelo lineal disyuntivo mejorado presentado en la sección anterior. El modelo trabaja de acuerdo al principio de funcionamiento presentado en la Figura 16:

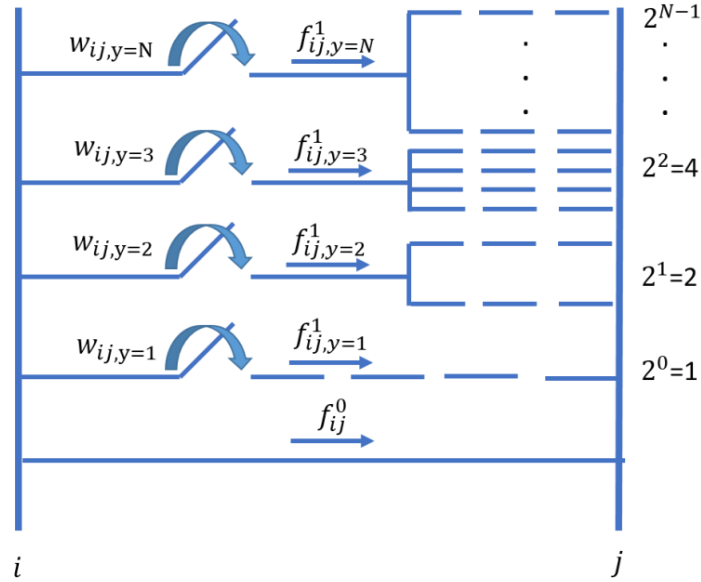


Figura 16. Representación del modelo lineal disyuntivo reducido entre el camino i - j . (Escobar A, Romero R, Gallego R, 2010)

De acuerdo a la Figura 16 cada variable $w_{ij,y}$ activará 2^{n-1} circuitos al mismo tiempo. Por ejemplo, supóngase que se desean siete circuitos como máximo en un camino $i - j$, con el modelo lineal disyuntivo mejorado presentado en la sección anterior para representar siete circuitos es 7 y con el modelo lineal disyuntivo reducido es sólo 3, que corresponde a la suma $2^0 w_{ij,1} + 2^1 w_{ij,2} + 2^2 w_{ij,3}$. De esta forma, el modelo lineal disyuntivo reducido el número de variables es disminuido de m a $\log_2(m + 1)$.

El modelo lineal disyuntivo reducido es representado mediante el siguiente problema (PLEM):

$$\min v = \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} \sum_{y=1}^Y 2^{n-1} w_{ij,y} + \alpha \sum_{i \in \Omega_B} r_i \quad (40)$$

$$s.a \quad (41)$$

$$\sum_{(k,i) \in \Omega} \left(f_{ki}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ki,y}^1 \right) - \sum_{(i,j) \in \Omega} \left(f_{ij}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ij,y}^1 \right) + g_i + r_i = d_i \quad \forall i \in \Omega_B \quad (42)$$

$$f_{ij}^0 - n_{ij}^0 \gamma_{ij}^0 (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega d_i$$

$$\left| \frac{f_{ij,y}^1}{2^{n-1}\gamma_{ij}^1} - (\theta_i - \theta_j) \right| \leq M(1 - w_{ij,y}) \quad \forall (i,j) \in \Omega, y = 1 \dots Y \quad (43)$$

$$|f_{ij}^0| \leq n_{ij}^0 \bar{f}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (44)$$

$$|f_{ij}^1| \leq 2^{n-1} w_{ij,y} \bar{f}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (45)$$

$$\sum_{y=1}^Y 2^{n-1} w_{ij,y} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (46)$$

$$-\pi/6 \leq (\theta_i - \theta_j) \leq \pi/6 \quad \forall i, \forall j \in \Omega_B \quad (47)$$

$$\theta_m = 0 \quad m = slack, \quad m \in \Omega_B \quad (48)$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in \Omega_B \quad (49)$$

$$w_{ij,y} \in \{0,1\} \quad (50)$$

$$f_{ij}^0, f_{ij,y}^1, \theta_i, g_i \text{ Irrestringido} \quad (51)$$

Las principales diferencias entre los dos modelos son:

- El modelo disyuntivo mejorado le corresponde para cada línea una restricción asociada a la segunda ley de Kirchhoff, en el modelo reducido la restricción es aplicada al grupo de circuitos que se conectar o construir, esto permite que el modelo tenga menos restricciones.
- No es necesario tener restricciones que establezcan un orden de restricción, ya que la opción $w_{ij,y}$, establece un número diferente de circuito instalados.
- La restricción $\sum_{y=1}^Y 2^{n-1} w_{ij,y} \leq \bar{n}_{ij}$ al igual que el modelo lineal disyuntivo mejorado sirve para agilizar el proceso de solución mediante la particularización de los candidatos máximos en cada corredor.
- El modelo lineal disyuntivo reducido introduce cortes en el espacio solución que benefician el proceso.

Entonces el modelo lineal disyuntivo reducido con BESS toma la siguiente forma:

$$\min v = C_L + ESSPOC \quad (52)$$

$$C_L = \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} \sum_{y=1}^Y 2^{n-1} w_{ij,y} + \alpha \sum_{i \in \Omega_B} r_i \quad (53)$$

$$ESSPOC = (CUB_0 P + \frac{CUUA}{\eta_{ESS}} + \sum_{r=CP_{ESS}}^{\epsilon} \left(\frac{RC}{(1+i)^{(CP_{ESS}+rRF)}} \right)) * (S_b \cdot W \cdot 10^{-1}) + \left(CUPSC_i + ESSFVC \left[\frac{(1+i)^{(T-CP_{ESS})} - 1}{i} \right] (1+i) \left(\frac{1}{(1+i)^{(CP_{ESS})}} \right) \right) * (\sum_{i \in \Omega_B} S_b \cdot P_i^{ESS} \cdot 10^{-1}) \quad (54)$$

s. a

$$\sum_{(k,i) \in \Omega} \left(f_{ki}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ki,y}^1 \right) - \sum_{(i,j) \in \Omega} \left(f_{ij}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ij,y}^1 \right) + g_i + P_i^{ESS} + r_i = d_i \quad \forall i \in \Omega_B \quad (55)$$

$$f_{ij}^0 - n_{ij}^0 - \gamma_{ij}^0 (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (56)$$

$$\left| \frac{f_{ij,y}^1}{2^{n-1}\gamma_{ij}^1} - (\theta_i - \theta_j) \right| \leq M(1 - w_{ij,y}) \quad \forall (i,j) \in \Omega, y = 1 \dots Y \quad (57)$$

$$|f_{ij}^0| \leq n_{ij}^0 \bar{f}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (58)$$

$$|f_{ij}^1| \leq 2^{n-1} w_{ij,y} \bar{f}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (59)$$

$$\sum_{y=1}^Y 2^{n-1} w_{ij,y} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (60)$$

$$\theta_m = 0 \quad m = \text{slack}, \quad m \in \Omega_B \quad (61)$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in \Omega_B \quad (62)$$

$$0 \leq r_i \leq \bar{d}_i \quad \forall i \in \Omega_B \quad (63)$$

$$-\pi/6 \leq (\theta_i - \theta_j) \leq \pi/6 \quad \forall i, \forall j \in \Omega_B \quad (64)$$

$$-\bar{f}_{ij} (n_{ij}^0) \leq f_{ij,c}^0 \leq \bar{f}_{ij} (n_{ij}^0) \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ac} \quad (65)$$

$$0 \leq \Delta_k^{BESS} \leq \frac{2(D^{max} - D^{h_0})}{2K - 1} \quad k = 1..K \quad (66)$$

$$\sum_{i \in \Omega_B} P_i^{ESS} = \sum_{k=1}^K \Delta_k^{BESS} \quad (67)$$

$$BESS_i^{min} E_i^{ESS} \leq P_i^{ESS} \leq BESS_i^{max} E_i^{ESS} \quad \forall i \in \Omega_B \quad (68)$$

$$\varepsilon = \frac{T - CP_{ESS}}{RF} \quad (69)$$

$$w_{ij,y} \in \{0,1\} \quad (70)$$

$$f_{ij}^0, f_{ij,y}^1, \theta_i, g_i \text{ Irrestringido} \quad (71)$$

4.3. MODELO MATEMÁTICO QUE CONSIDERA CONTINGENCIAS, OPCIONES DE INVERSIÓN DE LÍNEAS Y BESS

Basado en el criterio de seguridad un sistema de potencia definido en (CREG, 1995), se considera que un sistema de potencia es seguro, siempre que pueda operar en valores tales que no pongan en riesgo la continuidad del servicio. Existen diversos criterios de seguridad, definidos mediante límites de la tensión, potencia, entre otros, así como el criterio determinístico que declara que “se debe utilizar el criterio N-1, según el cual el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito a la vez”, es así como los entes de planeación y operación del sistema de potencia en Colombia como UPME y CND (Centro Nacional de Despacho), adoptan estos conceptos para planear la seguridad del sistema de transmisión, donde se busca minimizar el racionamiento en todos los nodos del SEP y los valores de generación encontrados deben de suplir todas las contingencias N-1.

Cuando se consideran contingencias en un modelo matemático de programación lineal entera mixta deben definirse todos los posibles estados operativos, ya que cada contingencia hace que la distribución de los flujos de potencia y el valor de generación sea diferente en cada caso; teniendo en cuenta que para todos los casos el conjunto de solución para la inversión de líneas y BESS debe ser el mismo. De esta forma, aparece un grupo de ecuaciones que define el estado de operación normal de la red y un grupo de restricciones asociadas a cada contingencia simulada. Para este trabajo, la operación normal se identifica como C^0 y los casos con contingencia en las líneas como C^{ac} .

En la construcción del modelo se define una matriz que sirve de guía para plantear los escenarios de contingencias en las líneas. Esta matriz se identifica como NC^{ac} cuya dimensión es $|\Omega_{ac}| \times |C^{ac}|$, donde el conjunto C^{ac} contiene el grupo de contingencias seleccionadas. La característica de esta matriz es que las filas (Ω_{ac}) representan los corredores de transmisión y las columnas (C^{ac}) los casos de contingencia. La matriz tiene las siguientes características: 1) tiene solo valores de ceros y unos; 2) cada columna tiene un único valor en uno y el resto son cero; 3) un valor de uno significa una contingencia programada en una línea del corredor correspondiente con la fila de la matriz; 5) las contingencias pueden ser programadas tanto en corredores de transmisión que tienen líneas existentes como no existentes; y 4) cada columna es un estado de la red que será representado por todas las restricciones operativas que la rigen; por lo tanto, entre más columnas tenga la matriz más número de variables que incrementan el espacio de soluciones. De otro lado, aunque en este trabajo no se trate y que podrá ser objeto de otra investigación, en el modelo matemático planteado pueden programarse para un mismo estado operativo (es decir, una misma columna en términos de la matriz de contingencias) una o más contingencias en varias partes de la red, pero nunca dos en un mismo corredor de transmisión.

Para tener un modelo que establezca los estados operativos, se deben definir dos conjuntos de operación denominados SI^{ac} y SII^{ac} . Los anteriores conjuntos catalogan las contingencias y se cumple que $\{SI^{ac}, SII^{ac}\} \in C^{ac}$. De esta forma, el conjunto SI^{ac} representa las contingencias sobre un corredor $i - j$ donde existe al menos un circuito. En el caso del subconjunto SII^{ac} , se identifica por contener las contingencias que son realizadas sobre los corredores $i - j$ donde no existen circuitos, lo que significa, en este caso, que la contingencia actúa y es programada sobre una propuesta de inversión futura y que se activa o se tendrá en cuenta si la línea entra en operación.

Para obtener el modelo para contingencias se usa como base el modelo disyuntivo lineal mejorado. El motivo es que al diferenciar entre las opciones de inversión simétricas para un corredor $i - j$, se puede obligar a instalar primero la línea que se encuentra bajo contingencia (y que en ese caso en particular no contribuye a la operación), luego si son necesarios más circuitos entonces son adicionados. En el modelo lineal disyuntivo reducido, debido a su esquema de adición de circuitos (instala grupos de circuitos 2^{n-1}), no es posible establecer un orden de instalación entre las opciones n disponibles ya que no sigue un patrón de inversión. Sin embargo, en la literatura existe un modelo propuesto que logra mediante un conjunto de linealizaciones modificar el modelo reducido para introducir contingencias. Este último modelo, por su complejidad misma, es otra línea de investigación y que se encuentra bajo estudio, desarrollo y pruebas, inclusive para casos cuando se tienen en cuenta más de dos adiciones de línea por corredor, y que no será tratada en esta tesis (Y. Zhang and J. Wang and Y. Li and X. Wang, 2018).

Es así, como el modelo lineal disyuntivo mejorado hace que cada opción n dependa de su opción anterior $n - 1$ y con la característica que sólo se adiciona un circuito por opción permitiendo un control de las ecuaciones (Dominguez et al., 2017).

En el modelo matemático que se definirá, los parámetros y variables utilizados tienen el subíndice c indicando el caso operativo para el cual funcionan ($c \in C^0$ o $c \in C^{ac}$). Para la construcción y explicación del modelo, se puede particularizar cada caso de operación y definir las restricciones que rigen al sistema de potencia. Para lo anterior se debe definir un conjunto que contenga a todos los casos operativos denominado C tal que $C = C^0 \cup C^{ac}$.

La función objetivo para todas las contingencias sólo debe existir un conjunto solución, quedando de la misma forma de las ecuaciones presentadas en las ecuaciones (18), (19) y (20).

4.3.1. Estado de restricciones de la red en operación normal.

En el estado de operación normal no ocurren contingencias, es entonces que el conjunto de restricciones para el conjunto unitario C^0 se conforma por la segunda ley de Kirchhoff para los corredores existentes y no existentes en las líneas:

$$f_{ij,c}^0 - n_{ij}^0 \gamma_{ij}^0 (\theta_{i,c} - \theta_{j,c}) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ac}, c \in C^0 \quad (72)$$

$$\left| \frac{f_{ij,y,c}^1}{\gamma_{ij}^1} - (\theta_{i,c} - \theta_{j,c}) \right| \leq M(1 - w_{ij,y}) \quad \forall (i,j) \in \Omega, y = 1 \dots Y, \quad c \in C^0 \quad (73)$$

De igual forma, le aplican para cada caso c las demás restricciones presentadas que representan el estado operativo de la red en la sección 4.1, por ejemplo: de límites de las variables de flujo de potencia y de ángulos. Aquí solo se muestra la modificación principal.

4.3.2. Estado de la red cuando ocurre una contingencia en una línea

Para simular una contingencia en una línea se utiliza la matriz NC^{ac} (con elementos $NC_{ij,c}^{ac}$ que debe afectar las restricciones asociadas a la segunda ley de Kirchhoff y los límites de capacidad máxima de transporte de potencia. Estas ecuaciones se presentan a continuación:

$$f_{ij,c}^0 - \gamma_{ij}^0 (n_{ij}^0 - NC_{ij,c}^{ac}) (\theta_{i,c} - \theta_{j,c}) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ac}, \forall c \in C^{ac} | c \in SI^{ac} \quad (74)$$

$$f_{ij,c}^0 - \gamma_{ij}^0 n_{ij}^0 (\theta_{i,c} - \theta_{j,c}) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ac}, \forall c \in C^{ac} | c \in SII^{ac} \quad (75)$$

Las ecuaciones (74) y (75) representan las restricciones de la segunda ley de Kirchhoff en la red existente bajo contingencia, ambas se complementan, es decir, si el escenario de contingencia c pertenece al conjunto SI^{ac} se hace la contingencia en un circuito existente, de lo contrario se aplica la restricción (75). Para lo anterior debe tenerse en cuenta que si $SI^{ac} \cup SII^{ac} = C^{ac}$, lográndose definir todo el conjunto completo de restricciones para el conjunto de escenarios C^{ac} .

Asociadas a las restricciones (74) y (75), para cada contingencia c , también se encuentran las restricciones que definen el estado operativo de la red, de acuerdo con la sección 4.1 y teniendo en cuenta si aplica para SI^{ac} o para SII^{ac} . Aquí solo se muestra la modificación principal.

Cuando ocurre una contingencia en una red no existente las restricciones quedan así:

$$\left| \frac{f_{ij,y,c}^1}{\gamma_{ij}^1} - (\theta_{i,c} - \theta_{j,c}) \right| \leq M(1 - w_{ij,y}) \quad (\forall (i,j) \in \Omega_{ac}, y = 1 \dots Y, \forall c \in C^{ac} | c \in SI^{ac}) \cup (\forall (i,j) \in \Omega_{ac}, y = 2 \dots Y, \forall c \in C^{ac} | c \in SII^{ac}) \quad (76)$$

$$\left| \frac{f_{ij,y,c}^1}{\gamma_{ij}^1} - (\theta_{i,c} - \theta_{j,c}) \right| \leq M(1 - w_{ij,y} (1 - NC_{ij,c}^{ac})) \quad (\forall (i,j) \in \Omega_{ac}, y = 1, \forall c \in C^{ac} | c \in SII^{ac}) \quad (77)$$

Las ecuaciones

(76) y

(77) corresponden a las restricciones de la segunda ley de Kirchhoff en la red no existente, se puede observar que la restricción

(76), opera en dos conjuntos: $(\forall(i,j) \in \Omega_{ac}, y = 1 \dots Y, \forall c \in C^{ac} | c \in SI^{ac}) \cup (\forall(i,j) \in \Omega_{ac}, y = 2 \dots Y, \forall c \in C^{ac} | c \in SII^{ac})$, quedando por asociar la segunda ley de Kirchhoff para la opción de inversión $y = 1$ para todos los corredores y que cumpla que $c \in SII^{ac}$, que luego es aplicada en

(77) para completar el conjunto de restricciones. Lo anterior significa que en cada corredor donde no existan líneas, la contingencia programada se realiza únicamente sobre la primera opción de línea futura $y = 1$. Si en

(77) $NC_{ij,c}^{ac} = 1$, entonces es aplicada la contingencia, siendo esto equivalente a que la segunda ley de Kirchhoff queda inactiva para la primera opción de circuito $y = 1$ (Domínguez, 2017).

Asociadas a las restricciones (76) y (77), para cada contingencia c , también se encuentran las restricciones que definen el estado operativo de la red, de acuerdo con la sección 4.1 y teniendo en cuenta si aplica para SI^{ac} o para SII^{ac} . Aquí solo se muestra la modificación principal.

Cuando se presenta la contingencia o grupo de contingencias c la variable de la potencia inyectada de la batería (P_i^{ESS}) y los valores de generación (g_i) deben ser adecuados para cumplir todos los escenarios operativos, es por esto que en la restricción (78), no tiene el subíndice c y las restricciones definidas en (33)-(36) siguen siendo válidas para el conjunto completo de contingencias, es así como se garantiza que con una sola capacidad diseñada funciona para cualquier caso.

$$\sum_{(k,i) \in \Omega} \left(f_{ki,c}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ki,y,c}^1 \right) - \sum_{(i,j) \in \Omega} \left(f_{ij,c}^0 + \sum_{y=1}^Y f_{ij,y,c}^1 \right) + g_i + P_i^{ESS} + r_i \quad (78)$$

$$= d_i \quad \forall i \in \Omega_B, \forall c \in C$$

$$-\pi/6 \leq (\theta_{i,c} - \theta_{j,c}) \leq \pi/6 \quad \forall i, j \in \Omega_B, \forall c \in C \quad (79)$$

$$-\bar{f}_{ij} \left(n_{ij}^0 - NC_{ij,c}^{ac} \right) \leq f_{ij,c}^0 \leq \bar{f}_{ij} \left(n_{ij}^0 - NC_{ij,c}^{ac} \right) \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ac}, \forall c \in C^{ac} | c \in SI^{ac}, \forall_p \in \Omega_p \quad (80)$$

$$-\bar{f}_{ij} \left(n_{ij}^0 \right) \leq f_{ij,c}^0 \leq \bar{f}_{ij} \left(n_{ij}^0 \right) \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ac}, \forall c \in C^{ac} | c \in SII^{ac}, \forall_p \in \Omega_p \quad (81)$$

$$\left| f_{ij,y,c}^1 \right| \leq w_{ij,y} \bar{f}_{ij} \quad (\forall (i,j) \in \Omega_{ac}, y = 1 \dots Y, \forall c \in C^{ac} | c \in SI^{ac}) \cup (\forall (i,j) \in \Omega_{ac}, y = 2 \dots Y, \forall c \in C^{ac} | c \in SII^{ac}) \quad (82)$$

$$\left| f_{ij,y,c}^1 \right| \leq w_{ij,y} \bar{f}_{ij} (1 - NC_{ij,c}^{ac}) \quad (\forall (i,j) \in \Omega_{ac}, y = 1, \forall c \in C^{ac} | c \in SII^{ac}) \quad (83)$$

Las restricciones (79) a (83) representan los límites mínimos y máximos de flujo de potencia que consideran los posibles casos operativos que tiene la red.

4.4. SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS CRÍTICAS

La nomenclatura usada para este modelo se observa en la siguiente tabla:

Tabla 8. Nomenclatura usada para la selección de contingencias críticas

Nomenclatura	Definición
P_i^j	Potencia en la línea i ante la contingencia en la línea j
P_i	Potencia en la línea i en estado inicial
P_j	Potencia en la línea j sin contingencia
P_i^k	Potencia en línea i ante la inyección de potencia en el nodo k
P_k	Potencia inyectada en el nodo k
$PTDF_{ik}$	Factor de sensibilidad que relaciona el cambio de potencia de una línea i de la red ante el cambio de la distribución de potencia en una barra k
$LODF_{ij}$	Factor de sensibilidad que relaciona el cambio de potencia de una línea i por la salida de una línea j
P_{id}	Variable que calcula la potencia de la línea i ante cada despacho evaluado
P_{jd}	Variable que calcula la potencia de la línea j ante cada despacho evaluado
P_{ijd_c}	Variable que calcula la potencia de la línea i ante la contingencia de la línea j y considerando cada despacho evaluado
n	Numero de generadores

Para la implementación del modelo de cálculo, se desarrolló una herramienta en DPL (DigSilent), la cual se alimenta de las sensibilidades de potencia calculadas en el DigSilent. Dichas sensibilidades, corresponden a los factores LODF y PTDF, los cuales vienen regidos mediante las siguientes expresiones (Arenas Oswaldo, 2018):

$$LODF_{ij} = \frac{P_i^j - P_i}{P_j} \quad (84)$$

$$PTDF_{ik} = \frac{P_i^k - P_i}{P_k} \quad (85)$$

Tanto los valores LODF como PTDF pueden presentar valores entre -1 a 1, dependiendo de la dirección del flujo de potencia de las líneas. Cuando el valor es negativo, indica que el cambio en el flujo de potencia de la línea es opuesto al flujo inicial de esta, en caso contrario los valores son positivos.

Una vez se obtienen las sensibilidades LODF y PTDF anteriormente enunciadas, se pasa a una segunda fase, en la cual se realiza variaciones de generación y se recalculan los flujos por cada línea de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_{id} = P_i + P_1 * PTDF_{i1} + P_2 * PTDF_{i2} + \dots + P_n * PTDF_{in} = P_i + \sum_{k=1}^n P_k * PTDF_{ik} \quad (86)$$

Una vez se han recalculado los flujos de potencia, se pueden calcular cada una de las contingencias, de la siguiente forma:

$$P_{ijd_c} = P_{id} + P_{jd} * LODF_{ij} = \left(P_i + \sum_{k=1}^n P_k * PTDF_{ik} \right) + \left(P_j + \sum_{k=1}^n P_k * PTDF_{jk} \right) * LODF_{ij} \quad (87)$$

A partir de lo anterior el modelo realiza el cálculo de P_{ijd_c} correspondiente a cada línea, para una combinación de despachos de los generadores que se consideran en el modelo, para cada uno de estos despachos, cuando P_{ijd_c} supera el valor máximo de potencia de la línea i , es decir, al considerar un

despacho determinado y ante una contingencia determinada, se almacena esta contingencia como una de las contingencias críticas.

En Figura 17 se explica el proceso utilizado para encontrar las contingencias críticas:

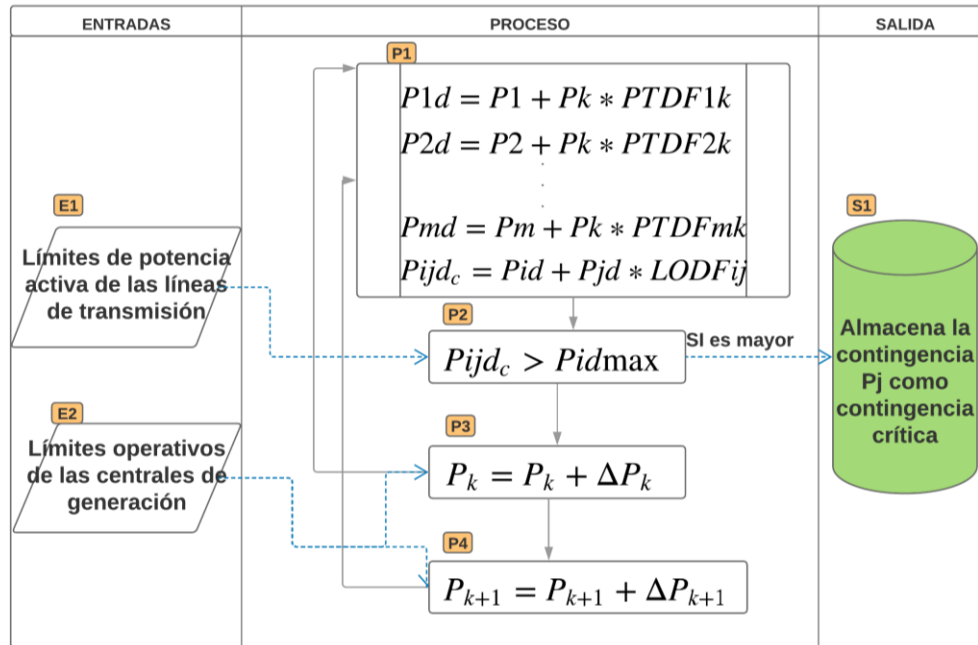


Figura 17. Proceso para el cálculo de las contingencias críticas. Fuente: Propia

A continuación, se presentan cada uno de los pasos llevado a cabo para encontrar las contingencias críticas:

E1: Es un parámetro de entrada que corresponde al límite operativo de las líneas de transmisión.

E2: Es un parámetro de entrada que corresponde al límite operativo de los generadores.

P1: Corresponde al proceso mediante el cual se calculan los flujos de potencia activa de las líneas y se realizan todas las contingencias. El proceso inicia con el cálculo del valor de potencia activa de cada una de las líneas, dichos valores vienen representados mediante las variables P1d, P2d, hasta Pmd, considerando m líneas en el modelo. Estos valores de potencia en las líneas se calculan a partir de la ecuación (86), la cual viene dada por el valor de potencia inicial de la línea, más el cambio de potencia del generador K. Una vez se calculan todos los valores de potencia activa de las m líneas, se procede con el cálculo de los valores de potencia de estas líneas ante cada una de las contingencias, lo anterior mediante la ecuación (87).

P2: Para cada uno de los resultados de la potencia de cada línea considerando las contingencias, el modelo verifica que ninguno de estos valores, sea mayor al parámetro de potencia máxima permitida de cada línea, dicho parámetro es ingresado mediante la entrada E1.

P3: Corresponde al incremento del generador K en un incremento previamente definido, este proceso se encarga de incrementar la potencia del generador hasta el límite máximo de la planta de generación, mediante el parámetro E2. Cuando el generador K ha llegado a su valor máximo, se reinicia el generador a su valor inicial

P4: Es lo mismo que en el paso anterior; sin embargo, se realiza con el siguiente generador (generador K+1), de tal forma que, al finalizar el proceso, se hayan abarcado todas las combinaciones de generación.

S1: Consiste en almacenar la contingencias Pj como contingencia crítica

Mayor detalle del modelo de despacho económico puede ser encontrado en (Arenas Oswaldo, 2018).

4.5. MODELO DE VALIDACIÓN ENERGÉTICA

Los modelos vistos anteriormente nos entregan los mejores puntos o nodos para instalar las baterías y estos nodos resultan ser los más sensibles al relacionar las restricciones de la red ante un cambio de potencia en ellos. Estos modelos sólo evalúan un periodo de demanda y a partir de este periodo se aproxima el valor de la energía requerida por la batería, por lo tanto si en estos mismos nodos se realiza la acción de cargar la batería en un periodo de demanda mínima, significa que activan nuevamente las restricciones al hacerlo, e incluso evidenciarse una restricción igual o mayor que en la demanda máxima sin considerar baterías, en otras palabras, si el sistema permanece muy restringido con respecto a las variables eléctricas en la mayoría de periodos no será posible cargar las baterías.

El modelo disyuntivo con restricciones de seguridad calcula la energía de la batería a partir de un valor de demanda global, por lo tanto, sugiere que todas las demandas del sistema tengan el mismo comportamiento, lo cual no es acorde a la realidad, por ejemplo, si consideramos una carga industrial que normalmente opera en su valor máximo no tendría la oportunidad de cargar una batería si este es un punto crítico para las restricciones del sistema, porque no habría un pico de demanda valle para poder cargarla.

Para ilustrar de mejor manera lo explicado consideremos un ejemplo sencillo ilustrado en la Figura 18:

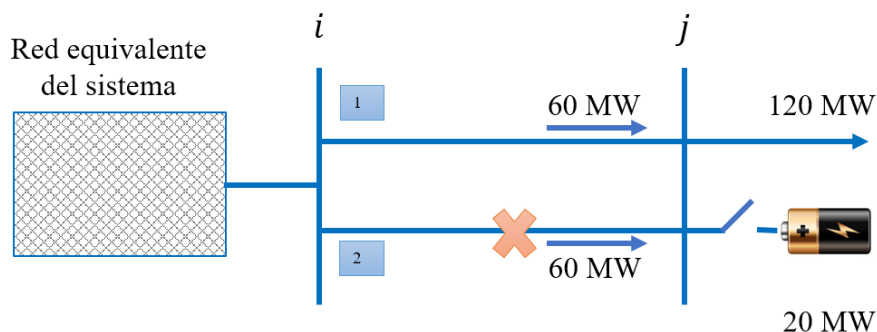


Figura 18. Explicación del modelo de validación energética. Fuente: propia

La máxima potencia eléctrica que puede ser transportada entre los nodos $i - j$ es de 100 MW por cada circuito y requiere alimentar un carga de 120 MW, por lo tanto cada línea debe transportar un flujo de potencia de 60 MW para poder suplir toda la demanda. Si ocurre una contingencia en el circuito 2, ocasiona una sobrecarga en el circuito 1. Supongamos que existe una batería en el nodo j que suple los 20 MW para aliviar la sobrecarga entre esta línea $i - j$, la función de esta batería es ceder energía a la red eléctrica, es decir descargarse. Implica que en un periodo diferente debe cargarse nuevamente.

Supongamos que la curva de demanda diaria del nodo j tiene la siguiente forma (Figura 19):

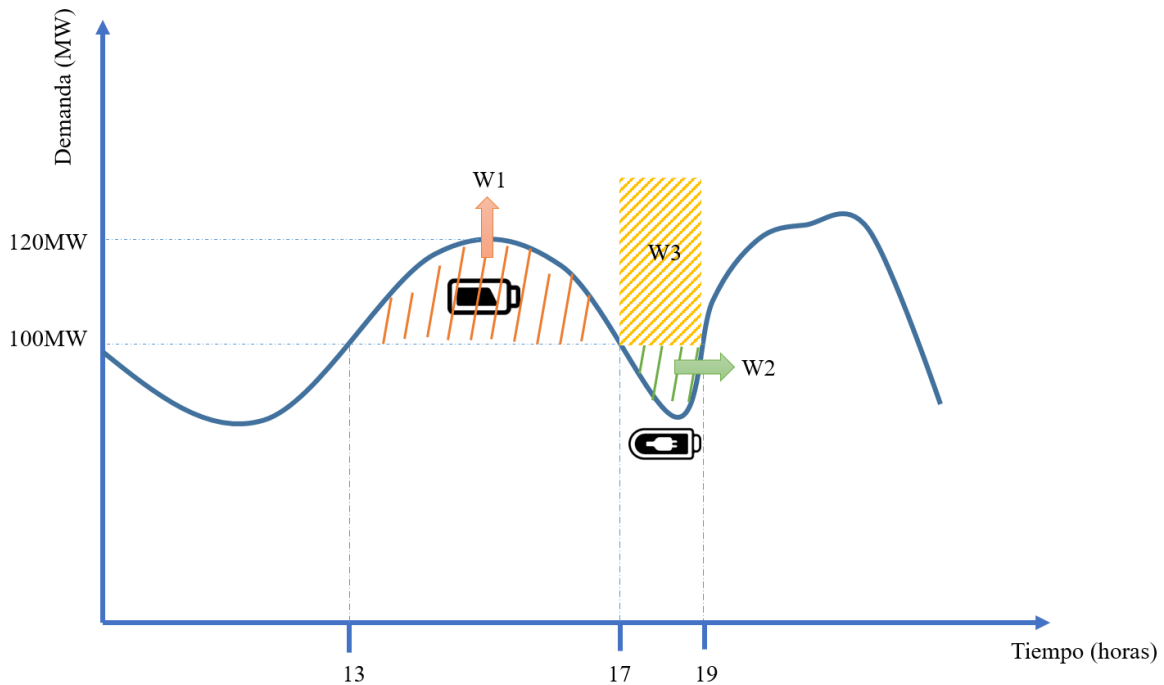


Figura 19. Curva de demanda diaria del nodo j . Fuente: propia

Si observamos la Figura 19 entre los periodos 13 y 17 la batería cede energía a la red, eliminando la restricción de sobrecarga ante la contingencia N-1. Entre los periodos 17 y 19 la batería consume energía de la red para cargar la batería, sin embargo, la energía de carga $W2$, que corresponde al volumen de energía factible y segura para la restricción de la red es mucho menor a la energía $W1$ requerida para eliminar dicha restricción, lo que significa que la batería entre los periodos 17 a 19 no alcanza a cargar el valor $W1$ por completo y necesitaría recursos extras de la red eléctrica (una energía adicional $W3$) que en términos prácticos, sugiere una violación de las restricciones eléctricas entre los periodos 13 a 17.

Desde esta óptica, se hace necesario un modelo complementario que permita validar la carga y descarga de la energía requerida sin generar restricciones adicionales a la red eléctrica. Este modelo propuesto contempla todos los periodos de la demanda encontrando un valor de la potencia de las baterías en cada uno de ellos y finalmente el tamaño energético requerido para suplir todas las restricciones, evaluando la función de carga en horas de baja demanda y descarga en horas de alta demanda de las BESS.

El modelo de Validación Energética tiene como entrada las condiciones topológicas proyectadas por el modelo disyuntivo mejorado con contingencias N-1, la ubicación y tamaños de los BESS. Es considerado un modelo energético porque simula los 24 periodos de un día típico de demanda diaria. En cada periodo se evalúa la seguridad operativa mediante las contingencias N-1 en las líneas existentes y se modelan las restricciones que impiden sobrecargas y exceder límites en las líneas.

Las variables de decisión del modelo de validación energética son los valores de potencia de baterías positivos y negativos. Los positivos corresponden a las inyecciones de potencia, mientras que los negativos corresponden a las cargas de baterías. Finalmente se plantea una restricción que obliga que las sumas de los valores de potencia positivos sean iguales a la suma de valores negativos,

garantizando que la potencia requerida por las baterías tenga que abstraerse en los periodos valle de manera segura para el sistema.

La nomenclatura usada para este modelo propuesto es:

Tabla 9. Variables y conjuntos del modelo de validación energética

Nomenclatura	Definición
Ω_p	Conjunto que representa los períodos del día
$PBAT_{pos}$	Variable de potencias inyectadas positivas
$PBAT_{neg}$	Variable de potencias inyectadas negativas

El subíndice p indica el período que va a ser evaluado. Este modelo de validación energética considera análisis de seguridad en todos los posibles estados operativos como se explicó en el modelo matemático disyuntivo con contingencias. De esta forma la función objetivo y restricciones es como se muestra a continuación:

$$\min P = \sum_{i \in \Omega_B} \sum_{p \in \Omega_p} PBAT_{pos\ i,p} + \alpha \sum_{i \in \Omega_B} \sum_{p \in \Omega_p} r_{i,p} \quad (88)$$

s. a

$$\sum_{(k,i) \in \Omega} (f_{ki,p,c}^0) - \sum_{(i,j) \in \Omega} (f_{ij,p,c}^0) + g_{i,p} + r_{i,p} + PBAT_{pos\ i,p} + PBAT_{neg\ i,p} \quad (89)$$

$$= d_{i,p} \quad \forall i \in \Omega_B, \quad \forall c \in C, \quad \forall p \in \Omega_p$$

$$f_{ij,p,c}^0 - \gamma_{ij}^0 (n_{ij}^0 - NC_{ij,c}^{ac}) (\theta_{i,p,c} - \theta_{j,p,c}) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ac}, \forall c \in C^{ac} | c \in SI^{ac}, \forall p \in \Omega_p \quad (90)$$

$$f_{ij,p,c}^0 - n_{ij}^0 \gamma_{ij}^0 (\theta_{i,p,c} - \theta_{j,p,c}) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ac}, c \in C^0, \forall p \in \Omega_p \quad (91)$$

$$\sum_{p \in \Omega_p} PBAT_{pos\ i,p} + \sum_{p \in \Omega_p} PBAT_{neg\ i,p} = 0 \quad \forall i \in \Omega_B \quad (92)$$

$$0 \leq g_{i,p} \leq \bar{g}_l \quad \forall i \in \Omega_B, \forall p \in \Omega_p \quad (93)$$

$$0 \leq r_{i,p} \leq \bar{d}_l \quad \forall i \in \Omega_B, \forall p \in \Omega_p \quad (94)$$

$$-\bar{f}_{ij} (n_{ij}^0 - NC_{ij,c}^{ac}) \leq f_{ij,p,c}^0 \leq \bar{f}_{ij} (n_{ij}^0 - NC_{ij,c}^{ac}) \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ac}, \forall c \in C^{ac} | c \in SI^{ac}, \forall p \in \Omega_p \quad (95)$$

$$-\bar{f}_{ij} (n_{ij}^0) \leq f_{ij,p,c}^0 \leq \bar{f}_{ij} (n_{ij}^0) \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ac}, c \in C^0, \forall p \in \Omega_p \quad (96)$$

$$-\pi/6 \leq (\theta_{i,p,c} - \theta_{j,p,c}) \leq \pi/6 \quad \forall i, \forall j \in \Omega_B, \forall c \in C, \forall p \in \Omega_p \quad (97)$$

$$0 \leq PBAT_{pos\ i,p} \leq P_i^{ESS} \quad (98)$$

$$-P_i^{ESS} \leq PBAT_{pos\ i,p} \leq 0 \quad (99)$$

El modelo de validación energética se basa en los resultados del modelo matemático que considera contingencias, opción de inversión de líneas y BESS. Se espera que el racionamiento en todos los períodos sea cero y el valor de generación encontrada debe suplir todas las contingencias N-1 según lo explicado en la sección 4.3.

En el diagrama esquemático que se presenta a continuación se explica el proceso y la forma de interacción de ambos modelos (Figura 20):

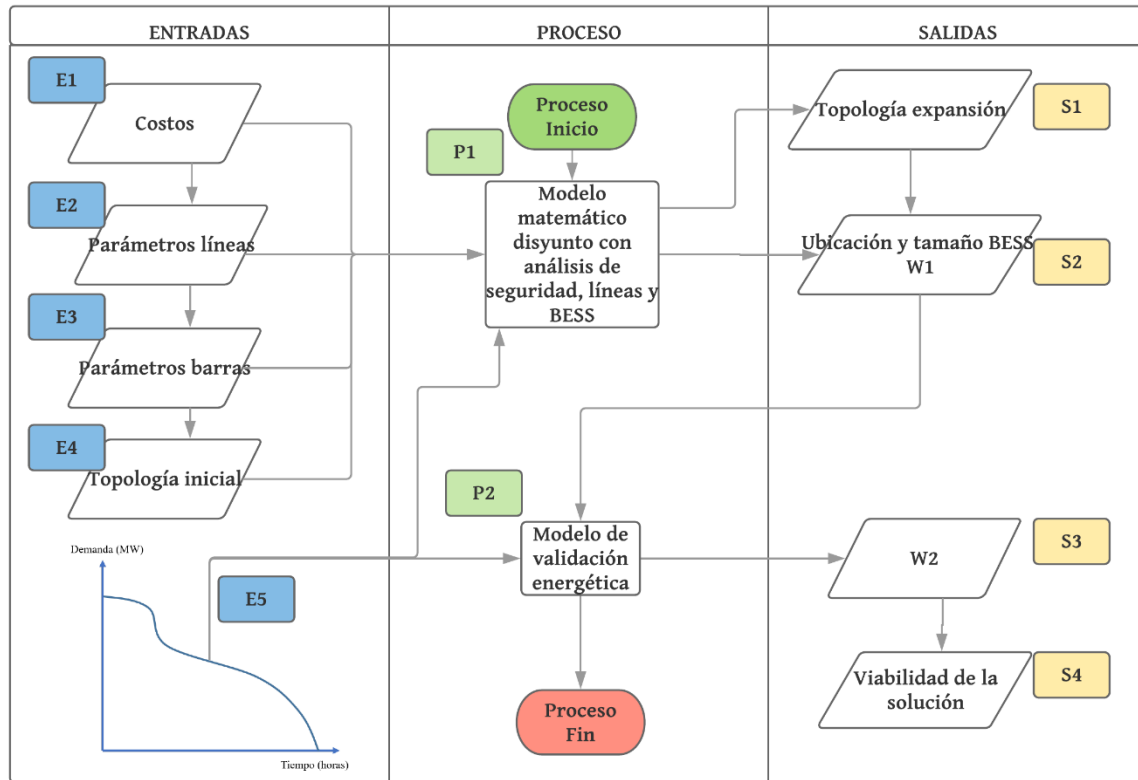


Figura 20. Interacción del modelo de BESS con análisis de seguridad y el modelo de validación energética. Fuente: propia

De la Figura 20 los campos identificados con la letra “E” corresponden a entradas, los identificados con “P” corresponden a procesos y los identificados con “S” corresponden a salidas. A continuación, se explica que significa cada entrada, proceso y salida:

- E1:** Corresponde a los costos de incluir una línea de transmisión, y los costos asociados a los BESS.
- E2:** Son los parámetros de las líneas como la susceptancia, el flujo máximo permitido por la línea.
- E3:** Son los parámetros de las barras como la demanda y los valores mínimos y máximos de la generación existente.
- E4:** Es la topología inicial de la red de transmisión, es decir, las líneas existentes antes de realizar un planeamiento de la transmisión.
- E5:** Es la curva de demanda horaria de un día típico.
- P1:** Corresponde al proceso de ejecutar el modelo matemático disyuntivo con análisis de seguridad (contingencias N-1), opciones de inversión de líneas y de BESS.
- P2:** Corresponde a ejecutar el modelo de validación energética.
- S1:** Es la topología final o topología de expansión después de haber ejecutado el modelo matemático de P1. Esta salida indica que líneas nuevas van a ser instaladas en la red de transmisión.
- S2:** Indica la ubicación de las baterías, valor máximo de la potencia de las baterías y el tamaño energético de estas.
- S3:** Indica la energía final que es recalculada por el modelo de P2.
- S4:** Indica si la solución encontrada es viable para ubicar baterías en la red de transmisión garantizando ciclos completos de carga y descarga de las BESS y garantizando que el racionamiento es cero.

5. RESULTADOS

En este capítulo se muestran los resultados de los BESS y así determinar qué tan factible y promisorio es la aplicación de esta tecnología en el planeamiento de los sistemas de planeamiento. Los BESS tienen varios componentes de costo como se presentó en la sección 3.6 de este trabajo investigativo. Para la aplicación de los modelos propuestos se utilizan dos escenarios de costo para las baterías obtenidos de las referencias de (Jaffe, S. and Adamson, 2014) (IRENA, 2015) y (Lazard, 2015). El primer escenario está asociado a los máximos costos de cada componente y el segundo escenario al costo más bajo encontrado en cada componente.

Los datos de los escenarios se muestran a continuación:

Tabla 10. Costos máximos y mínimos de las BESS

Especificación	Escenario máximo costo	Escenario mínimo costo
CUB_0P	150 [USD/kWh]	50 [USD/kWh]
$CUUA$	600 [USD/kWh]	100 [USD/kWh]
η_{ESS}	0.85 p.u	0.75 p.u
RC	600 [USD/kWh]	100 [USD/kWh]
RF	10 [años]	5 [años]
CP_{ESS}	2 [años]	2 [años]
$CUPSC_i$	500 [USD/kW]	125 [USD/kW]
$ESSFVC$	$20 \left[\frac{USD}{kW-año} \right]$	$50 \left[\frac{USD}{kW-año} \right]$
$BESS_i^{max}$	60 [MW]	60 [MW]
$BESS_i^{min}$	10 [MW]	10 [MW]

Para estas pruebas se usa el sistema de sur brasilero. Se asume que el número de segmentos en que se divide el intervalo de linealización para la curva de carga es de 10 y que el tiempo máximo de operación de los BESS es de 4 horas (h_0). La curva de carga se ajusta con base en un día típico de Colombia con valores en MW (XM-Precio-Energía, 2017) y se convierte a valores en por unidad.

Luego, con datos en por unidad, se adecúa al sistema sur brasilero haciendo que la demanda máxima de este sistema corresponda a 1 p.u ($D^{max} = 8976.84 MW$). En el anexo 1 se observan todos los parámetros utilizados para obtener los resultados. Se considera que se pueden instalar baterías en todos los nodos del sistema. Adicionalmente, se considera que la potencia del dispositivo de los BESS se encuentra entre los 10 MW y 60 MW. El valor mínimo evita la instalación de los BESS pequeños y el valor máximo se ajusta al rango de valores que se encuentran en el estado de arte de proyectos existentes.

En la Tabla 11 se presentan los datos de la curva de carga con la que se construye la curva duración de carga. En la Figura 21 se presenta la curva de carga y la curva de duración de carga en por unidad, donde los puntos intermedios son obtenidos usando interpolación lineal.

Todas las pruebas consideran un valor de potencia base de 100 MW y un valor de M de 3.14.

Tabla 11. Datos para la curva de carga y curva de duración

Hora	p.u	Hora	p.u
1	0.6702	13	0.8859
2	0.6484	14	0.8851
3	0.6334	15	0.9019
4	0.6301	16	0.9032
5	0.6483	17	0.8898
6	0.6957	18	0.8672
7	0.7133	19	0.9759
8	0.7642	20	1
9	0.8154	21	0.9807
10	0.8492	22	0.8785
11	0.8841	23	0.8036
12	0.9061	24	0.731

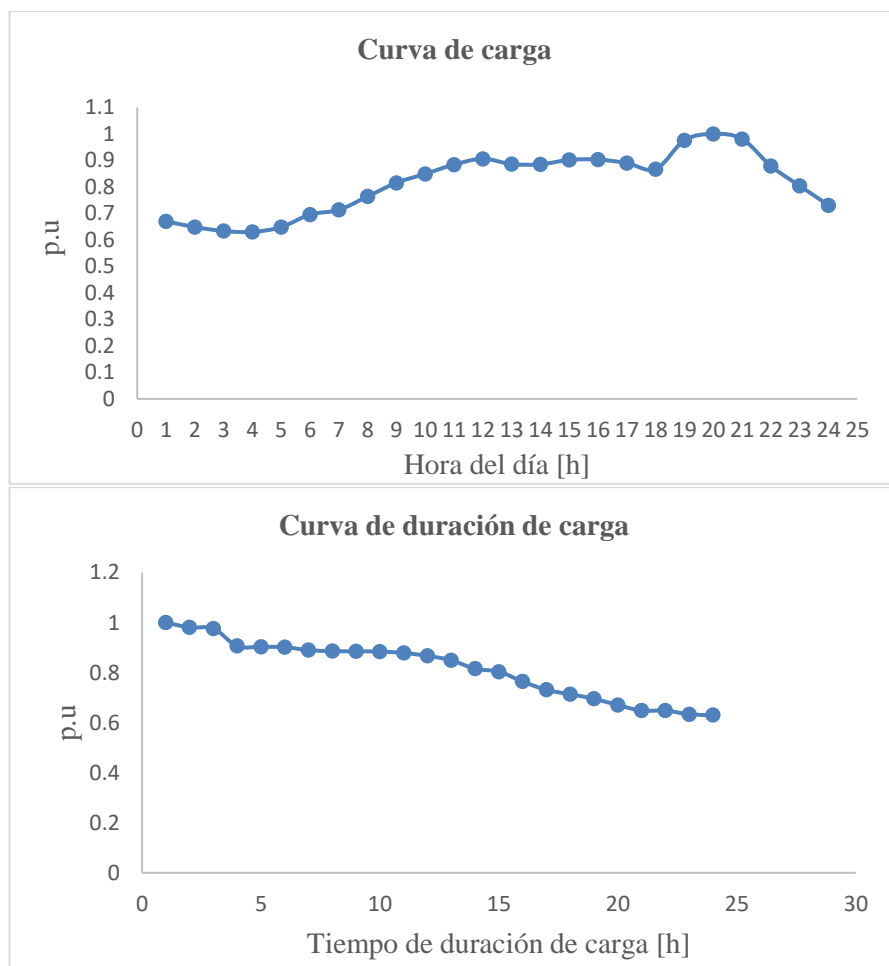


Figura 21. Curva de carga y curva de duración de carga (XM-Precio-Energía, 2017)

Las pruebas realizadas se describen a continuación:

- Prueba E1: sin considerar dispositivos BESS. En este caso, al no considerar dispositivos BESS, los escenarios de costo no influyen en la solución. En esta prueba se busca comparar las soluciones del modelo lineal disyuntivo mejorado y el modelo lineal disyuntivo reducido.
- Prueba E2: considerando dispositivos BESS. En esta prueba se busca comparar las soluciones de los modelos lineal disyuntivo mejorado y modelo lineal disyuntivo reducido utilizando el escenario de máximo costo.
- Prueba E3: considerando dispositivos BESS. En esta prueba se busca comparar las soluciones de los modelos lineal disyuntivo mejorado y modelo lineal disyuntivo reducido utilizando el escenario de mínimo costo.
- Prueba E4: considerando dispositivos BESS cuando hay contingencias N-1 en todas las líneas de transmisión existentes y futuras. Para este caso se utiliza el escenario de máximo costo.
- Prueba E5: considerando dispositivos BESS cuando hay contingencias N-1 en todas las líneas de transmisión existentes y futuras. Para este caso se utiliza el escenario de mínimo costo.
- Prueba E6: considerando dispositivos BESS cuando hay contingencias N-1 y realizando una selección de contingencias sistemática definida por el concepto de PTDF y LODF, utilizando el escenario de mínimo costo coservando las características técnicas del escenario de máximo costo.
- Prueba E7: aplicación del modelo de Validación Energética utilizando el escenario de mínimo costo y los resultados de la prueba E6.

5.1. RESULTADOS PRUEBA E1

Estos resultados no incluyen los dispositivos BESS, el principal objetivo consiste en comparar la solución utilizando el modelo matemático lineal disyuntivo mejorado y el modelo lineal disyuntivo reducido. La solución que se va obtener consiste en la solución al problema de planeamiento de la expansión para el sistema sur brasilero con líneas de transmisión.

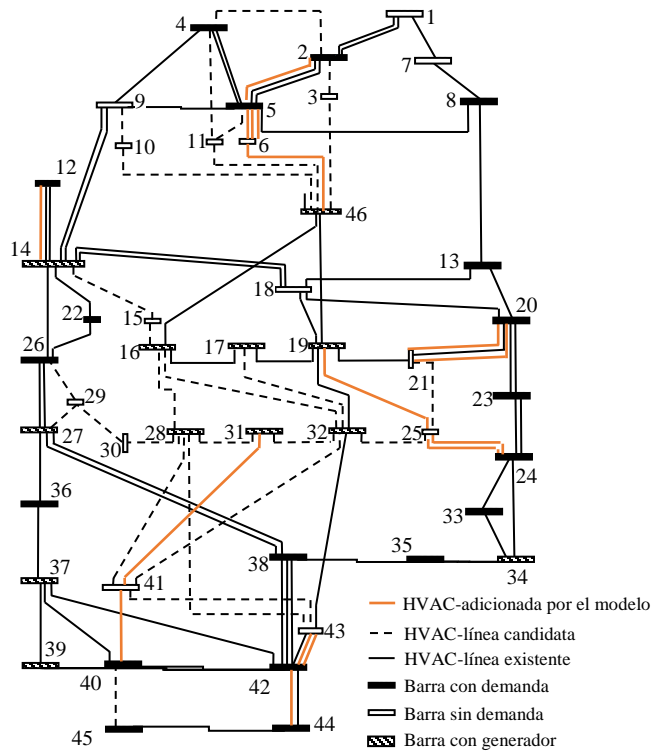
Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 12. Resultados utilizando el modelo lineal disyuntivo reducido y mejorado, sin BESS

Especificación	CASO E1					
	Disyuntivo Reducido			Disyuntivo Mejorado		
Tipo modelo	Disyuntivo Reducido			Disyuntivo Mejorado		
BESS	No			No		
Solución	$n_{2-5}=1$	$n_{12-14}=1$	$n_{42-44}=1$	$n_{20-21}=2$	$n_{42-43}=2$	$n_{24-25}=2$
	$n_{6-46}=1$	$n_{19-25}=1$	$n_{31-41}=1$	$n_{5-6}=3$	$n_{40-41}=1$	
Tiempo (segundos)	2.433			2.567		
CL (MUSD)	1304.7			1304.7		

El costo de incorporar líneas para el sur de Brasil es de 1304.7 (MUSD) tanto para el modelo lineal disyuntivo mejorado como para el modelo lineal disyuntivo reducido, la diferencia radica en el tiempo computacional debido a la forma del procesamiento de las restricciones del problema. Se puede

observar que el tiempo computacional es menor para el modelo lineal disyuntivo reducido con un valor de 2.433 segundos con respecto al modelo lineal disyuntivo mejorado de 2.567 segundos.



a) Caso E1

Figura 22. Sistema sur brasilero y resultados modelo lineal disyuntivo mejorado y reducido sin dispositivos BESS

5.2. RESULTADOS PRUEBA E2

Estos resultados incorporan los dispositivos de almacenamiento BESS. Con esta prueba se pretende verificar la solución del costo incorporando líneas de transmisión y BESS utilizando el modelo lineal disyuntivo mejorado y el modelo lineal disyuntivo reducido. Adicionalmente, comparar el tiempo computacional de ambos modelos en el escenario de máximo costo.

Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 13. Resultados utilizando el modelo lineal disyuntivo reducido y mejorado con BESS (máximo costo)

Especificación	CASO E2. Escenario Máximo costo					
Tipo modelo	Disyuntivo Reducido			Disyuntivo Mejorado		
BESS	Si			Si		
Solución	$n_{2-5}=1$	$n_{12-14}=1$	$n_{5-6}=3$	$n_{20-21}=2$	$n_{42-43}=2$	$n_{24-25}=2$
	$n_{6-46}=1$	$n_{19-25}=1$	$n_{31-41}=1$	$n_{40-41}=1$		
BESS	$Bess_{45}=20$ MW					
Tiempo (segundos)	0.64			0.668		
Costo total (MUSD)	1282.71			1282.71		
CL (MUSD)	1230.2					
Costo BESS (MUSD)	52.51					

El costo total de incorporar líneas de transmisión utilizando dispositivos BESS tanto para el modelo lineal disyuntivo reducido y mejorado es de 1282.71 MUSD. Si comparamos este resultado correspondiente al escenario de máximo costo con respecto a la solución donde sólo se incluyen líneas de transmisión genera un ahorro de 21.99 MUSD. Para este escenario, el costo de incorporar líneas de transmisión es de 1230.2 MUSD y el costo de incorporar baterías es de 52.51 MUSD

En la Figura 23 se observa la solución de forma gráfica del caso E2:

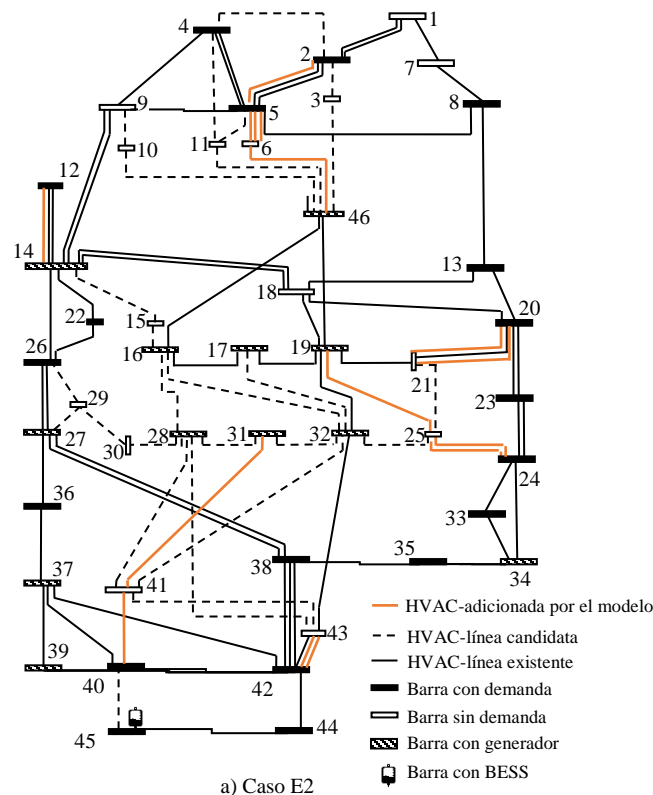


Figura 23. Sistema surbrasileño y resultados modelo lineal disyuntivo mejorado y reducido con dispositivos BESS en el escenario de máximo costo

5.3. RESULTADOS PRUEBA E3

Estos resultados incorporan los dispositivos de almacenamiento BESS. Con esta prueba se pretende verificar la solución del costo incorporando líneas de transmisión y BESS utilizando el modelo lineal disyuntivo mejorado y el modelo lineal disyuntivo reducido. Adicionalmente comparar el tiempo computacional de ambos modelos en el escenario de mínimo costo.

Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 14. Resultados utilizando el modelo lineal disyuntivo reducido y mejorado con BESS (mínimo costo)

Especificación	CASO E3. Escenario Mínimo costo					
	Disyuntivo Reducido			Disyuntivo Mejorado		
Tipo modelo	Disyuntivo Reducido			Disyuntivo Mejorado		
BESS	Si			Si		
Solución	$n_{2-5}=1$ $n_{6-46}=1$	$n_{12-14}=1$ $n_{19-25}=1$	$n_{5-6}=3$	$n_{20-21}=2$	$n_{42-43}=2$	$n_{24-25}=2$
BESS	$Bess_{39}=10$ MW		$Bess_{40}=57$ MW	$Bess_{42}=60$ MW	$Bess_{43}=60$ MW	
	$Bess_{44}=60$ MW		$Bess_{45}=60$ MW			
Tiempo (segundos)	0.551			0.792		
Costo total (MUSD)	1149.19			1149.19		
CL (MUSD)	852					
Costo BESS (MUSD)	297.19					

El costo total de incorporar líneas de transmisión utilizando dispositivos BESS tanto para el modelo lineal disyuntivo reducido y mejorado es de 1149.19 MUSD. Si comparamos este resultado correspondiente al escenario de mínimo costo con respecto a la solución donde sólo se incluyen líneas de transmisión genera un ahorro de 155.51 MUSD. Para este escenario, el costo de incorporar líneas de transmisión es de 852 MUSD y el costo de incorporar baterías es de 297.19 MUSD. Se puede observar que el tiempo computacional es menor para el modelo lineal disyuntivo reducido con un valor de 0.551 segundos con respecto al modelo lineal disyuntivo mejorado de 0.792 segundos.

En la Figura 24 se observa la solución de forma gráfica el caso E3

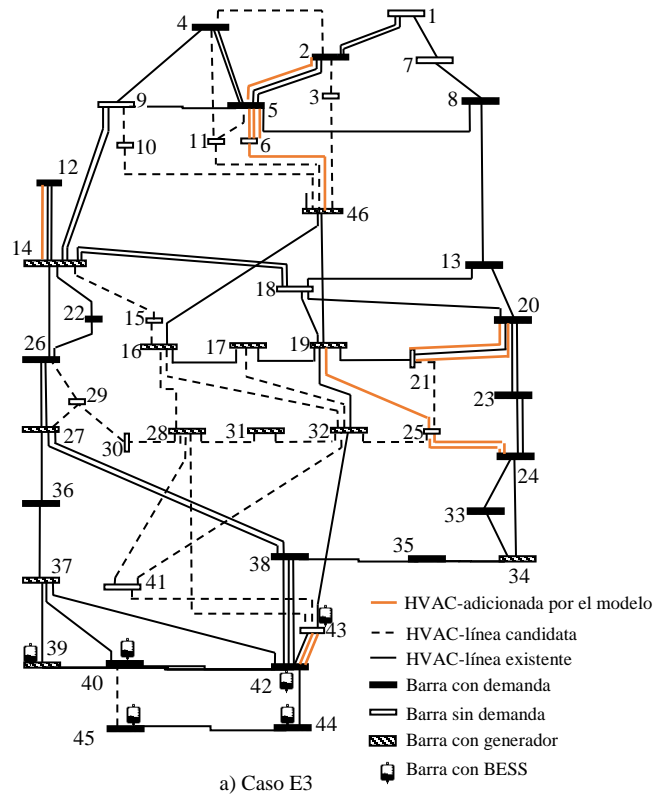


Figura 24. Sistema sur brasilero y resultados modelo lineal disyuntivo mejorado y reducido con dispositivos BESS en el escenario de mínimo costo

5.4. RESUMEN DE RESULTADOS DE INCORPORAR DISPOSITIVOS BESS EN ESTADO ESTABLE

De los resultados anteriores se destaca que son realizados en estado estable, es decir no se analizan contingencias. Se puede observar que máximo se instalan 6 dispositivos BESS para el escenario de mínimo costo y 1 dispositivo BESS para el escenario de máximo costo. Con esto se demuestra que estos dispositivos brindan beneficios a la operación del sistema y ayudan a reducir costos de inversión en el plan de expansión porque retrasan inversiones o las reemplazan.

En la Figura 25 puede ser observado y comparado a su costo total en MUSD y tiempo computacional en segundos de los casos E1, E2 y E3.

En la Figura 26 se comparan porcentualmente el costo y el tiempo computacional, tomando como referencia el costo más alto y asumiendo que es el 100%, para verificar la reducción porcentual en precio y tiempo de los casos E1, E2 y E3.

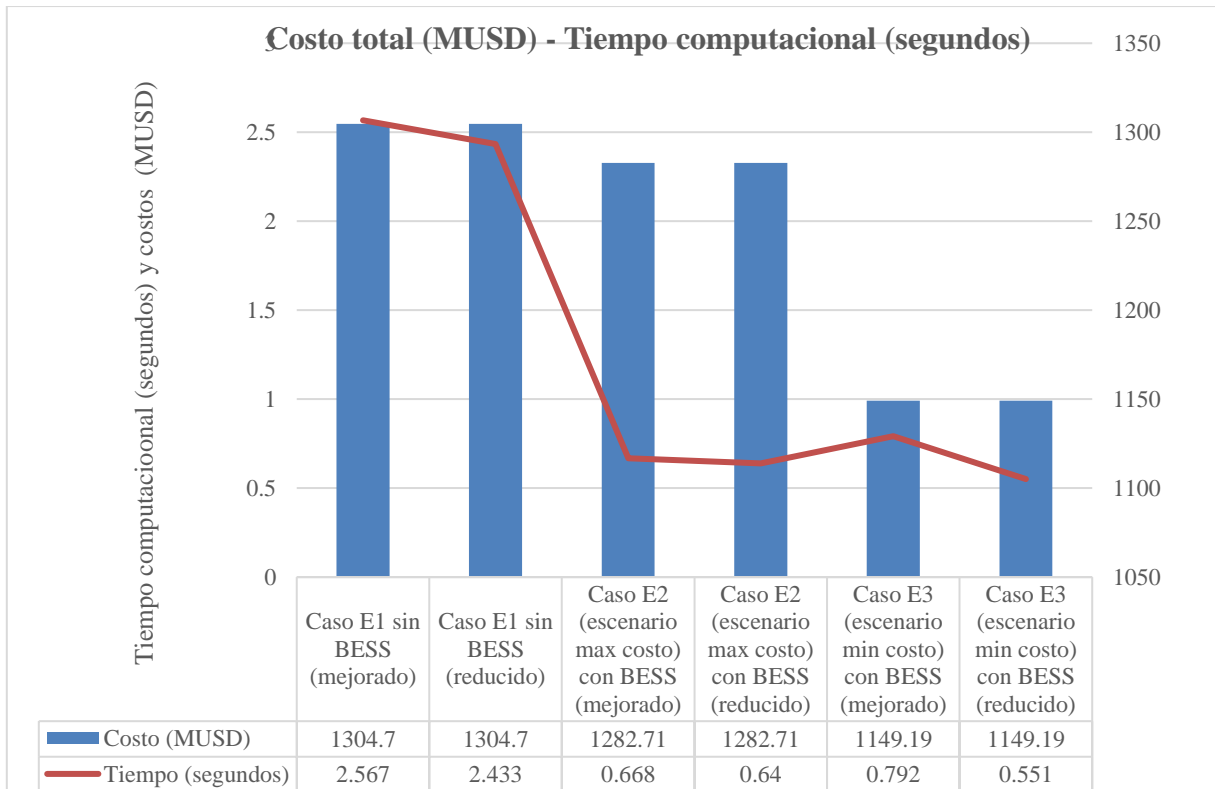


Figura 25. Comparación de costos en MUSD y tiempo computacional casos E1 a E3

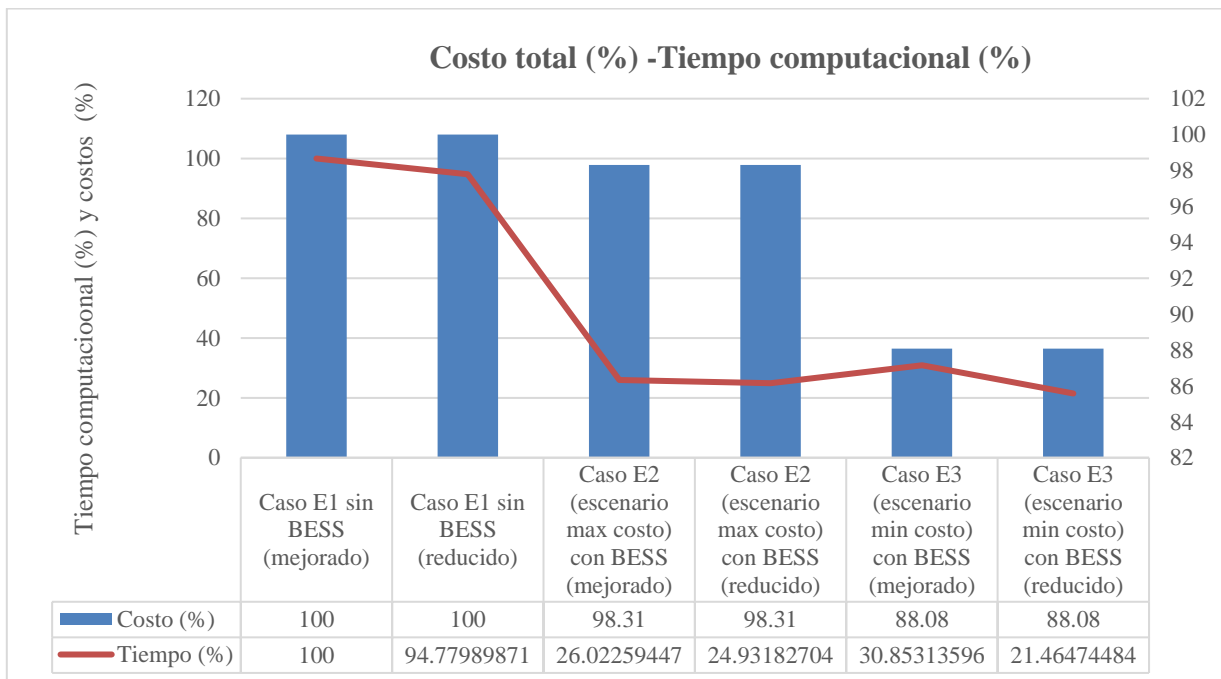


Figura 26. Comparación porcentual casos E1 a E3

Respecto a la Figura 25 y Figura 26 se pueden hacer las siguientes afirmaciones:

- Siempre que se incluyen dispositivos BESS se obtienen beneficios económicos.

- Incluir dispositivos BESS se obtiene una reducción del costo de inversión del 12% para el escenario de mínimo costo y del 1.7% para el escenario de máximo costo. Lo que se puede afirmar que se obtiene un ahorro con respecto a la inversión si sólo se realiza el planeamiento de la expansión con líneas de transmisión.
- Incluir dispositivos BESS mejora el tiempo computacional con respecto al modelo de planeamiento de expansión utilizando líneas de transmisión. En el escenario de máximo costo con el modelo lineal mejorado se obtiene una reducción del tiempo de 74% y 75% con el modelo lineal reducido. En el escenario de mínimo costo con el modelo lineal mejorado se obtiene una reducción del tiempo de 69% y 78% con el modelo lineal reducido.

5.5. RESULTADOS PRUEBA E4

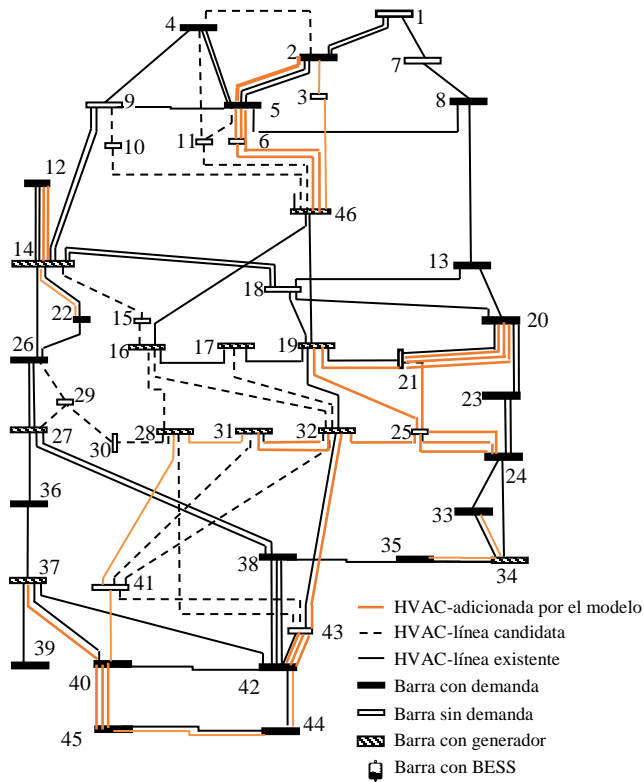
A continuación, se muestran los resultados del problema de planeamiento con dispositivos BESS en el escenario de máximo costo y con análisis de seguridad realizando contingencias N-1 en todas las líneas existentes y futuras (caso E4):

Tabla 15. Resultados utilizando el modelo lineal disyuntivo mejorado con BESS y contingencias N-1 (máximo costo)

Especificación/caso	CASO E4. Escenario de máximo costo y con todas las contingencias N-1
BESS	SI
GEN	$G_{14}=1257$ MW $G_{16}=1800$ MW $G_{19}=1670$ MW $G_{27}=220$ MW $G_{28}=565$ MW $G_{31}=700$ MW $G_{32}=500$ MW $G_{34}=748$ MW $G_{37}=216$ MW $G_{39}=600$ MW $G_{46}=700$ MW
W (Energía)	0
Modelo	Disyuntivo mejorado
Solución	$n_{2-3}=1$ $n_{5-2}=1$ $n_{5-6}=3$ $n_{12-14}=2$ $n_{19-21}=1$ $n_{14-22}=1$ $n_{19-25}=1$ $n_{46-3}=1$ $n_{6-46}=2$ $n_{20-21}=3$ $n_{21-25}=1$ $n_{24-25}=3$ $n_{28-31}=1$ $n_{31-32}=2$ $n_{33-34}=1$ $n_{33-35}=1$ $n_{28-41}=1$ $n_{32-43}=1$ $n_{40-41}=1$ $n_{42-43}=3$ $n_{42-44}=1$ $n_{44-45}=1$
Tiempo (horas)	15.87
CL (MUSD)	3395.3

Como se puede observar el costo de realizar planeamiento de la expansión considerando análisis de seguridad incrementa mucho el valor. Para este escenario de máximo costo y considerando todas las contingencias N-1 no incluyó baterías y todas la expansión la realiza con líneas de transmisión, requiriendo una inversión de 3395.3 MUSD, con un tiempo computacional de 15.87 horas.

En la Figura 27 se observa la solución de forma gráfica para el caso E4:



(a) Caso E4 escenario Max costo
(todas las contingencias N-1)

Figura 27. Sistema sur brasiero y resultados modelo lineal disyuntivo mejorado con dispositivos BESS en el escenario de máximo costo considerando todas las contingencias N-1

5.6. RESULTADOS PRUEBA E5

A continuación, se muestran los resultados del problema de planeamiento con dispositivos BESS en el escenario de mínimo costo y con análisis de seguridad realizando contingencias N-1 en todas las líneas existentes y futuras (caso E5):

Tabla 16. Resultados utilizando el modelo lineal disyuntivo mejorado con BESS y contingencias N-1 (mínimo costo)

Especificación/caso	CASO E5. Escenario de mínimo costo y con todas las contingencias N-1
BESS	SI
GEN	$G_{14}=1257$ MW $G_{16}=1800$ MW $G_{19}=1670$ MW $G_{27}=220$ MW $G_{28}=565$ MW $G_{31}=700$ MW $G_{32}=500$ MW $G_{34}=748$ MW $G_{37}=216$ MW $G_{39}=600$ MW $G_{46}=700$ MW
W (Energía)	0
Modelo	Disyuntivo mejorado
Solución	$n_{2-3}=1$ $n_{5-2}=1$ $n_{5-6}=3$ $n_{12-14}=2$ $n_{19-21}=1$ $n_{14-22}=1$ $n_{19-25}=1$ $n_{46-3}=1$ $n_{6-46}=2$ $n_{20-21}=3$ $n_{21-25}=1$ $n_{24-25}=3$ $n_{28-31}=1$ $n_{31-32}=2$ $n_{33-34}=1$ $n_{33-35}=1$ $n_{28-41}=1$ $n_{32-43}=1$ $n_{40-41}=1$ $n_{42-43}=3$ $n_{42-44}=1$ $n_{44-45}=1$
Tiempo (horas)	452
CL (MUSD)	3395.3

Como se puede observar en la Tabla 16 no encuentra solución con baterías, obteniéndose los mismos resultados que el caso E4, la diferencia está en el tiempo computacional que es mayor para el escenario de mínimo costo comparado con el escenario de máximo costo.

5.7. RESULTADOS PRUEBA E6

A continuación, se muestran los resultados del problema de planeamiento con dispositivos BESS y realizando un análisis de sensibilidad que consiste en encontrar la solución en el escenario de mínimo costo conservando las características técnicas del escenario de máximo costo (Tabla 17).

Tabla 17. Escenario de mínimo costo conservando las características técnicas del escenario de máximo costo

Especificación	Escenario máximo costo	Escenario mínimo costo
CUB_0P	150 [USD/kWh]	50 [USD/kWh]
$CUUA$	600 [USD/kWh]	100 [USD/kWh]
η_{ESS}	0.85 p.u	0.85 p.u
RC	600 [USD/kWh]	100 [USD/kWh]
RF	10 [años]	10 [años]
CP_{ESS}	2 [años]	2 [años]
$CUPSC_i$	500 [USD/kW]	125 [USD/kW]
$ESSFVC$	$20 \left[\frac{USD}{kW-año} \right]$	$20 \left[\frac{USD}{kW-año} \right]$
$BESS_i^{max}$	60 [MW]	60 [MW]
$BESS_i^{min}$	10 [MW]	10 [MW]

Con esta prueba se realizan contingencias N-1 en las líneas de transmisión existentes de acuerdo a la metodología de selección de contingencias utilizando PTDF y LODF. Aplicando esta metodología se encuentra que las líneas existentes que se les debe aplicar la contingencia son:

Tabla 18. Líneas existentes que se le aplican contingencias

Selección contingencias N-1				
9 - 14	19 - 21	23 - 24	35 - 38	18 - 19
12- 14	16 - 17	24 - 34	39 - 42	
14 - 18	17 - 19	24 - 33	19 - 32	
13- 18	14 - 26	33 - 34	19 - 46	
13 - 20	14 - 22	34 - 35	16 - 46	

En la Tabla 18 se muestran las líneas existentes (21 líneas) que se le van aplicar las contingencias

Los resultados con esta selección de contingencias se muestran a continuación:

Tabla 19. Resultados utilizando el modelo lineal disyuntivo mejorado con BESS y selección de contingencias N-1 (mínimo costo)

Especificación/caso	CASO E6. Escenario mínimo costo con selección de contingencias N-1
BESS	$Bess_{40}=37$ MW
GEN	$G_{14}=1165.3$ MW $G_{16}=1800$ MW $G_{19}=1408$ MW $G_{27}=220$ MW $G_{28}=800$ MW $G_{31}=700$ MW $G_{32}=500$ MW $G_{34}=748$ MW $G_{37}=298$ MW $G_{39}=600$ MW $G_{46}=700$ MW
W (Energía)	46.24 MW-h
Modelo	Disyuntivo mejorado
Solución	$n_{2-3}=3$ $n_{5-2}=1$ $n_{5-6}=3$ $n_{12-14}=2$ $n_{19-21}=1$ $n_{14-22}=1$ $n_{25-32}=2$ $n_{46-3}=1$ $n_{6-46}=1$ $n_{20-21}=3$ $n_{21-25}=1$ $n_{24-25}=3$ $n_{28-31}=2$ $n_{31-32}=2$ $n_{33-34}=1$ $n_{34-35}=1$ $n_{43-32}=1$ $n_{43-42}=3$
Tiempo (horas)	39.71
Costo total (MUSD)	2745.55
CL (MUSD)	2700.4
Costo BESS (MUSD)	45.15

El costo total de incorporar líneas de transmisión y dispositivos BESS con la reducción de contingencias es de 2745.55 MUSD, con un tiempo computacional de 39.71 horas. Para este escenario, el costo de incorporar líneas de transmisión es de 2700 MUSD y el costo de incorporar BESS es de 45.15 MUSD. Comparando el tiempo computacional de los casos E4 y E5 se observa un aumento de 2.5 veces para el escenario de mínimo costo con respecto al escenario de máximo costo incorporando BESS.

En la Figura 28 se observa la solución de forma gráfica para el caso E6:

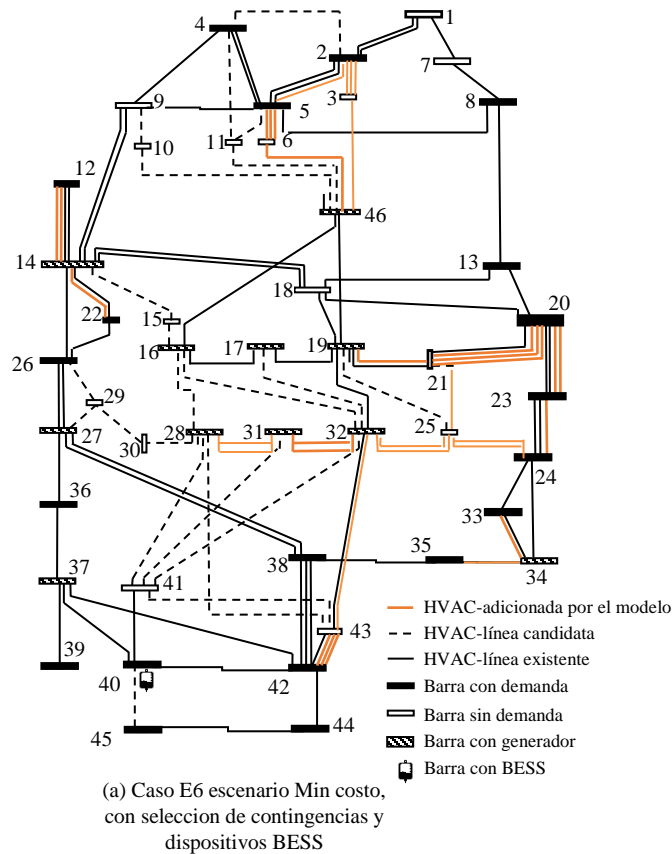


Figura 28. Sistema sur brasilero y resultados modelo lineal disyuntivo mejorado con dispositivos BESS en el escenario de máximo costo considerando reducción las contingencias N-1

5.8. RESUMEN DE RESULTADOS DE INCORPORAR DISPOSITIVOS BESS CUANDO OCURRE UNA CONTINGENCIA N-1

De los resultados anteriores se observa que no se instalan dispositivos BESS tanto para el escenario de máximo costo y el de mínimo costo realizando contingencias N-1 en todas las líneas existentes y futuras.

Se realizó un análisis de sensibilidad en el cual se utiliza el escenario de mínimo costo con selección de contingencias utilizando la metodología PTDF y LODF considerando las mismas características técnicas de las baterías del escenario de máximo costo; con esto el modelo matemático encuentra una solución con baterías y se logra un beneficio económico de 1.23 veces, con respecto al caso sin baterías. Con respecto al tiempo computacional utilizar la metodología de selección de contingencias se logra un beneficio de 11.48 veces comparado con el escenario de mínimo costo considerando todas las contingencias N-1 en líneas existentes y futuras. Esta diferencia se debe a que los dos problemas que se resuelven son diferentes y a que el número de contingencias es menor con el concepto PTDF y LODF, lo que representa un beneficio importante para obtener resultados más rápidos al momento de realizar el planeamiento de la expansión.

En las Figura 29 y Figura 30 se observan estos resultados:

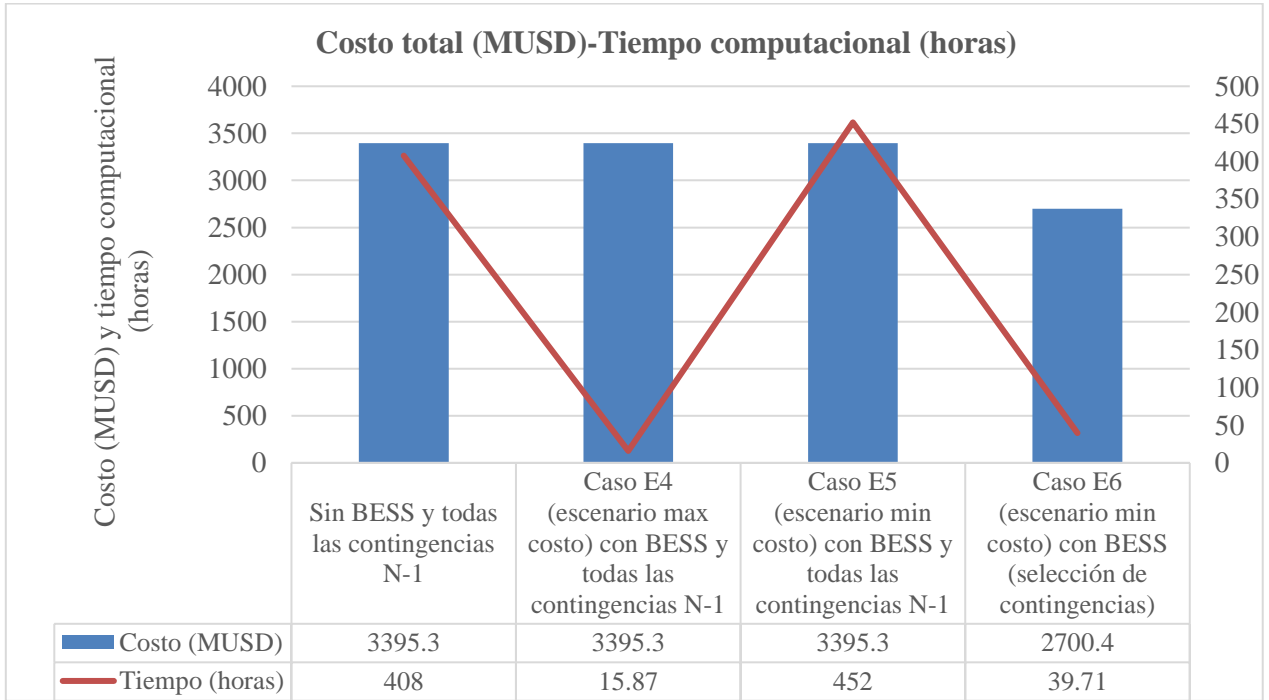


Figura 29. Comparación de costos en MUSD y tiempo computacional casos E4 a E6

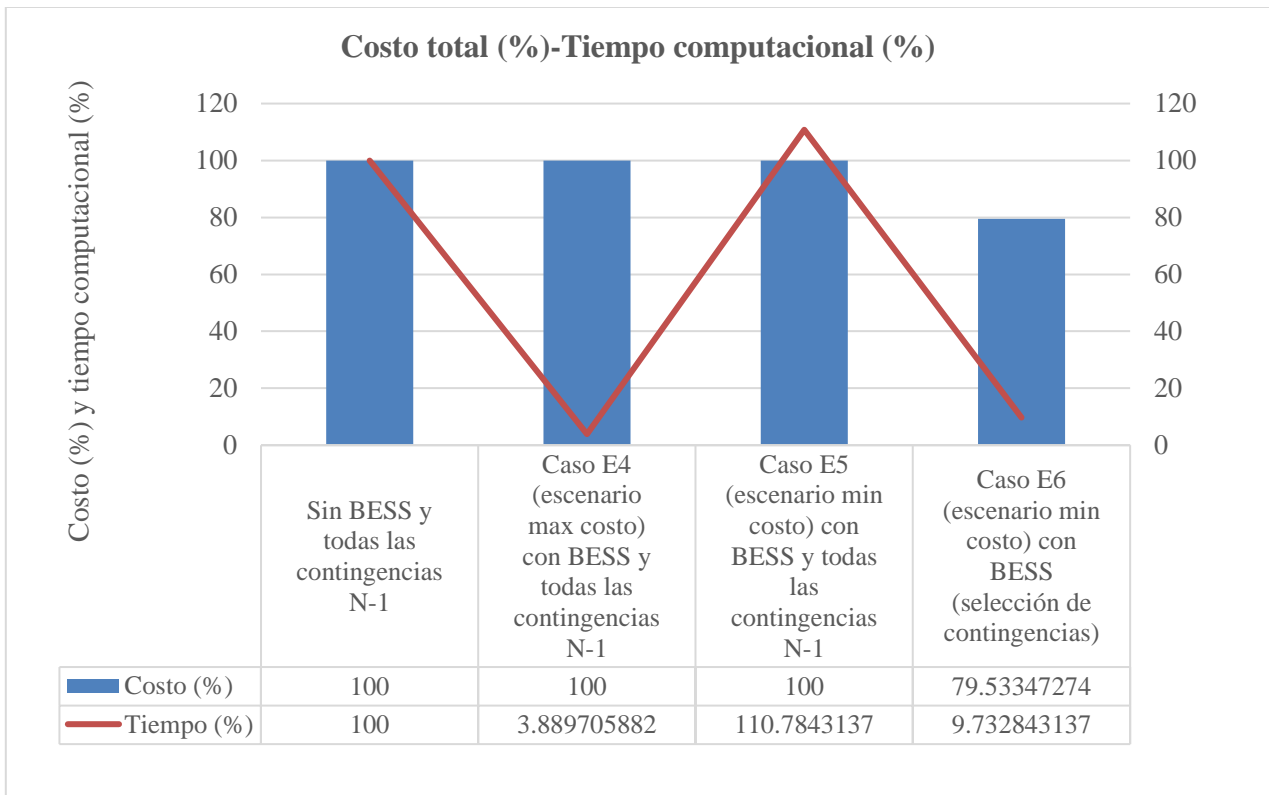


Figura 30. Comparación porcentual casos E4 a E6

5.9. RESULTADOS PRUEBA E7

El modelo de validación energética se basa en los resultados del modelo matemático que considera contingencias, opción de inversión de líneas y BESS. Para esta prueba se tomará como datos de entrada el escenario de mínimo costo con selección de contingencias (Tabla 19) y la curva de demanda horaria de la Figura 21 . El objetivo es mostrar el comportamiento de cada una de los nodos del sur de Brasil en los 24 períodos del día y verificar el racionamiento, los períodos donde las baterías se cargan y se descargan y mostrar el despacho de generación.

Para este caso el modelo matemático en su solución agrega una batería de 37 MW en el nodo 40 del sistema sur brasilero, con el modelo de validación se sabe con exactitud en qué período del día entrega esa energía al sistema eléctrica y en que período la absorbe para poder cargar la batería.

Tabla 20. Resultados modelo validación energética

Nodo	Energía requerida (MW-h)	Período entrega potencia (horas)	Período absorbe potencia (horas)	Racionamiento en todos los períodos (MW)
40	32	20	24	0

Como se observa en la Tabla 20, la energía requerida en el nodo 40 es de 32 MW-h lo que implica que el tamaño de batería entregado por el modelo de validación energética es de 32 MW en el período 20 y la batería se carga en el período 24, este valor garantiza que el racionamiento es cero en todos los períodos de demanda y en todos los nodos del sistema sur brasilero.

En la Figura 31 se observa la solución de forma gráfica:

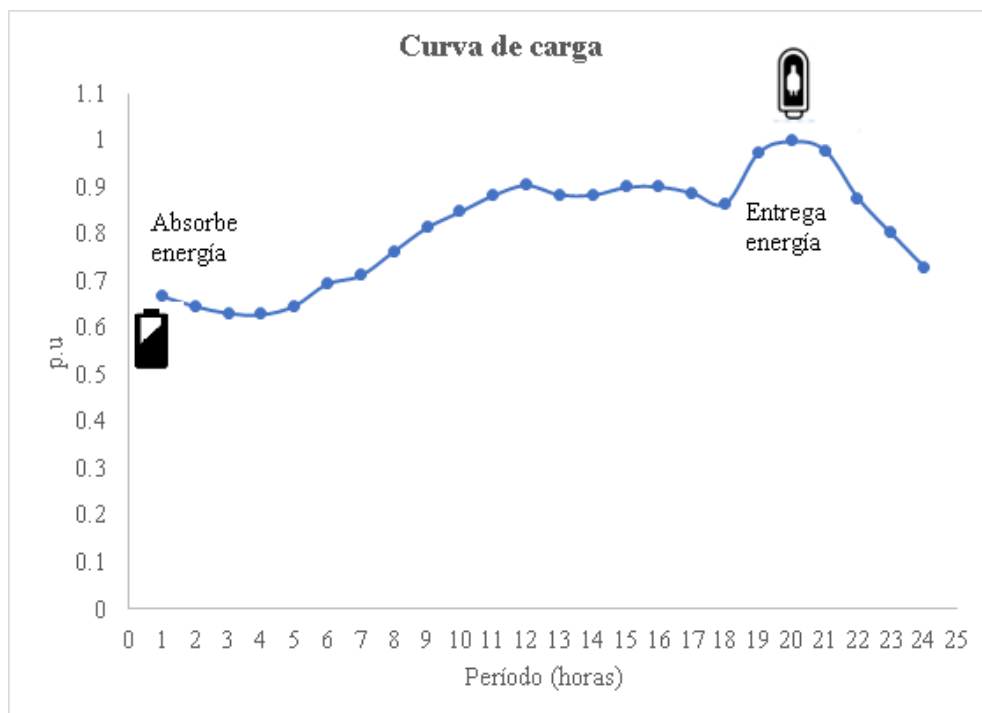


Figura 31. Solución en forma gráfica del comportamiento de la batería. Fuente: propia

6. CONCLUSIONES

Se proponen y desarrollan diferentes modelos matemáticos que permiten complementar los modelos existentes del problema de planeamiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica y que aportan en el avance de estos modelos para ser aplicados a los sistemas eléctricos reales. Estos modelos matemáticos están propuestos para realizar análisis en estado estacionario es decir sin considerar contingencias en el sistema eléctrico y también se contruyen para considerar análisis de seguridad, es decir con contingencias N-1, e integrando opciones de inversión de líneas de transmisión y sistemas de almacenadores de energía por baterías (BESS).

El modelo propuesto caracteriza contingencias N-1 utilizando el modelo lineal disyuntivo mejorado, utilizando subconjuntos de contingencias en las líneas de transmisión tanto en las existentes como líneas futuras. Adicionalmente se incluye el análisis de las opciones de inversión de las baterías complementadas por un nuevo modelo matemático denominado Validación Energética, considerado un modelo energético porque simula los 24 periodos de un día típico de demanda diaria. En cada periodo se evalúa la seguridad operativa mediante las contingencias N-1 en las líneas existentes y se modelan las restricciones que impiden sobrecargas y exceder límites en las líneas.

Esta forma de realizar análisis de los almacenadores de energía por baterías junto con un modelo energético no aparece integrada en los trabajos disponibles de la literatura especializada, lo que estable un avance en el modelamiento matemático de este problema.

Se propone e implementa una metodología basada en indicadores de sensibilidad LODF y PTDF para seleccionar contingencias críticas con el objetivo de disminuir el tiempo de ejecución y encontrar la solución al modelo de planeamiento incorporando BESS y haciendo análisis de seguridad teniendo en cuenta contingencias N-1.

Se demuestra que integrar dispositivos de almacenamiento BESS en el problema de planeamiento de largo plazo de la red de transmisión, se obtienen beneficios económicos dado que retrasan o eliminan inversiones en estado estable. Para la prueba del Sur de Brasil se obtuvo una reducción del costo del 12% para el escenario de mínimo costo y del 1.7% para el escenario de máximo costo. Lo que permite afirmar que se obtiene ahorros comparado con sólo realizar la inversión con líneas de transmisión.

Para hacer un planeamiento de la expansión real es necesario considerar análisis de seguridad, es decir incorporar en el modelo matemático contingencias N-1. Cuando se realiza el planeamiento de la expansión con BESS y con contingencias N-1 en todas las líneas de transmisión, no se instalan dispositivos BESS. Si se considera el escenario de mínimo costo para las baterías pero preservando las características técnicas del escenario de máximo costo y realizando selección de contingencias críticas se obtiene un beneficio económico del 20.5%, obteniéndose un ahorro 695 MUSD para el sistema sur brasilero. Con esto se concluye que en los precios que actualmente tienen las baterías es aun elevado, y que en todo caso siempre es mejor realizar la expansión integrada de líneas de transmisión. El resultado muestra que a futuro cuando los precios de las baterías disminuyan será posible incluir mas baterias en el planeamiento de la expansión.

Con respecto al tiempo computacional se resalta el beneficio de realizar la selección de contingencias utilizando la metodología de PTDF y LODF. Si se compara el tiempo computacional del escenario de mínimo costo utilizando dispositivos BESS y todas las contingencias N-1 con el escenario de

mínimo costo y dispositivos BESS utilizando selección de contingencias se obtiene una reducción del 11.3 veces. Lo que representa un beneficio importante para obtener resultados más rápidos al momento de realizar el planeamiento de la expansión.

El modelo de validación energética permite calcular y visualizar en cada uno de los períodos del día los valores de carga y descarga de las baterías en cada una de las barras del sistema eléctrico que sea necesario analizar, indicando exactamente el valor de potencia de cada una de ellas ya sea absorbiendo o entregado para suplir la condición de demanda. Con este modelo de validación energética se calcula un “reajuste” al valor de energía requerido por las baterías que está asociado a integrar al modelo matemático todos los períodos de demanda horaria. Adicionalmente encuentra los valores del despacho de todos de los generadores del sistema en cada uno de los períodos del día, indicando que valor máximo es requerido para suplir todas las restricciones eléctricas y energéticas de un SEP.

Los modelos matemáticos planteados en esta tesis están basados en el concepto de la modulación de la demanda, lo que posiblemente es la aplicación que más influye en la programación diaria de los sistemas de almacenamiento, dentro de los servicios para el balance de energía a gran escala de los sistemas eléctricos.

La incorporación del almacenamiento de energía por baterías en la red resulta ser muy promisorio a futuro desde el punto de vista económico y medioambiental, ya que ayuda a minimizar el costo de las infraestructuras beneficiando la operación de la red de transporte. Sin embargo, las barreras al desarrollo de los sistemas de almacenamiento siguen siendo la estructura regulatoria del sector eléctrico y las barreras asociadas al mercado eléctrico. Se hace necesario seguir trabajando en las reglas del mercado y tecnologías de almacenamiento que permitan seguir disminuyendo los costos de las baterías.

BIBLIOGRAFÍA

- A. H. Dominguez and L. H. Macedo and A. H. Escobar and R. Romero. (2017). Multistage Security-Constrained HVAC/HVDC Transmission Expansion Planning With a Reduced Search Space. *IEEE Transactions on Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2669323>
- A. Monticelli, A. Santos, and M. V. F. P. (1982). Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, 10: 3919{3925}.
- ABB. (2014). Special Report, 60 years of HVDC. *The Corporate Technical Journal*. Retrieved from https://library.e.abb.com/public/fcf44b87ad51488d87b3de433abb7273/HVDC_special_report_FINAL_2.pdf
- Abbas A. Akhil, Georgianne Hu_, Aileen B. Currier, Benjamin C. Kaun, D. M. R., & Stella Bingqing Chen, Andrew L. Cotter, Dale T. Bradshaw, W. D. G. (2015). *Doe/epri electricity storage handbook in collaboration with nreca*.
- Akbari, T. & Bina, M. (2014). A linearized formulation of AC multi-year transmission expansion planning: A mixed-integer linear programming approach. *Electric Power Systems Research*.
- Akbari, T. & Bina, M. T. (2016). Approximated MILP model for AC transmission expansion planning: global solutions versus local solutions. *IET Generation, Transmission Distribution*.
- Akbari, Tohid and Rahimikian, Ashkan and Kazemi, A. (2011). A multi-stage stochastic transmission expansion planning method. *Energy Conversion and Management*, 52, 2844--2853.
- Alhamali, A., Farrag, M. E., Bevan, G., & Hepburn, D. M. (2016). Review of Energy Storage Systems in Electric Grid and their potential in Distribution Networks.
- Andres H Dominguez, Antonio H Escobar, and R. A. G. (2017). An milp model for the static transmission expansion planning problem including hvac/hvdc links, security constraints and power losses with a reduced search space. *Electric Power Systems Research*, 143:611{623, 2017. ISSN 0378-7796. <https://doi.org/dx.doi.org/10.1016/j.epr.2016.10.055>
- Arenas Oswaldo, C. J. (2018). A power constraint index to rank and group critical contingencies based on sensitivity factors, 67(2), 247–261. <https://doi.org/10.24425/119638>
- Arora, E. C. and S. (2009). Multi-step simultaneous changes Constructive Heuristic Algorithm for Transmission Network Expansion Planning.
- Atienza Serna, L. M. (2011). El almacenamiento de energía eléctrica. *Storage of Electrical Energy. (English)*, 29(2), 449–466. Retrieved from <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=67763416&lang=es&site=ehost-live>
- Bahiense, L., Oliveira, G. C., Pereira, M., & Granville, S. (2001). A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(3), 560–565. <https://doi.org/10.1109/59.932295>
- Billinton, J. C. and T. T. and A. A. E.-K. and R. T. and H. O. and R. (2005). A Method for Transmission System Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20, 1606–1615.
- C Ding, H Zhang, X Li, F. X. (2013). Vanadium Flow Battery for Energy Storage. *Prospects and Challenges*, 1281–1294.
- Camargo, C. S. and J. D. and A. (1978). A Model for Expansion Planning of Transmission Systems A Practical Application Example. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-97, 610–615.
- Cheng, W. P. and L. C. and L. J. and H. (2010). Transmission network expansion planning under interval load. *2010 China International Conference on Electricity Distribution*, 1–6.
- Conejo, N. A. and A. L. M. and A. J. (2003). Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18, n. 3.
- Contreras, S. de la T. and A. J. C. and J. (2008). Transmission expansion planning in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23, n. 1, 238--248.

- Correa, C. A., Bolanos, R., Sanchez, A., Garces, A., & Molina, A. (2013). Multiobjective transmission planning with security constraints. *IEEE EuroCon 2013*, (July), 1215–1221. <https://doi.org/10.1109/EUROCON.2013.6625135>
- CREG. CREG 025 (1995).
- CREG. CREG 131 (2012).
- D. Steward, G. Saur, M. Penev, and T. R. (2009). *Lifecycle cost analysis of hydrogen versus other technologies for electrical energy storage*.
- da Fonseca Manso, L. A.; de Assis, F. A.; da Silva, A. M. L.; de Resende, L. C. & dos Santos, F. L. (2014). Constructive heuristic algorithm for sub-transmission system planning. *Power Systems Computation Conference (PSCC)*.
- Dehghan, S., & Amjadi, N. (2016). Robust Transmission and Energy Storage Expansion Planning in Wind Farm-Integrated Power Systems Considering Transmission Switching. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(2), 765–774. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2497336>
- Dinavahi, S. H. and V. (2018). A Branch-and-Cut Benders Decomposition Algorithm for Transmission Expansion Planning. *IEEE Systems Journal*. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2017.2775610>
- Domínguez, A. H. (2017). *Planeamiento multietapa a largo plazo de redes de transmisión considerando alternativas HVDC, pérdidas y contingencias*. Universidad Tecnológica de Pereira.
- Dominguez, A. H., Escobar, A., Macedo, L. H., & Romero, R. (2017). Transmission network expansion planning considering HVAC/HVDC lines and technical losses. *2016 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition-Latin America, PES T and D-LA 2016*. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2016.7805606>
- Duan, Q. Y. and J. G. and X. (2007). Elasticity modeling for transmission network expansion planning in deregulated power system. In *Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. 42nd International* (pp. 57–61).
- Duque, A., Escobar, A. H., & Gallego, R. A. (2014). Multistage transmission expansion planning via network partitioning and principal variables identification. *2014 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, PES T and D-LA 2014 - Conference Proceedings, 2014–Octob*. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2014.6955221>
- El-Abiad, Y. P. D. and A. H. (1973). Transmission planning using discrete dynamic optimization. *IEEE Transactions On Power Apparatus and Systems*, PAS-92, 4:1358.
- Elmetwally, M. M., Aal, F. A., Awad, M. L., & Omran, S. (2006). A Hopfield Neural Network Approach for Integrated Transmission Network Expansion Planning. *The Eleventh International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'2006)*, 371–376.
- Escobar, L. (2014). *PLANEAMIENTO DE REDES DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO ESCENARIOS GENERACIÓN-DEMANDA Y ENLACES HVDC*.
- Escobar A, Romero R, Gallego R. (2010). *Modelos Usados en el Planeamiento de la Expansión a Largo Plazo de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica* (Textos Uni). Julio de 2010.
- Escobar Mejía, A., & Holguín Londoño, M. (2011). Sistemas de almacenamiento de energía y su aplicación en energías renovables. *Scientia et Technica*, 17(47), 12–16. Retrieved from <http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4517879>
- Faria, S. M. L. da S. and R. R. and L. T. de. (2018). Multi-start metaheuristic for transmission system expansion planning using a transportation model. *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*. <https://doi.org/10.1109/SBSE.2018.8395745>
- Flores, B.-H. F., Salonga, J. H. M., & Nerves, A. C. (2011). Multi-objective Transmission Expansion Planning Using an Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithm with Fuzzy Decision Analysis. *2011 Fifth Asia Modelling Symposium*, 168–173. <https://doi.org/10.1109/AMS.2011.39>
- Galiana, F. D., Mcgillis, D. T., Marin, M. A., & Member, S. (1992). Expert Systems in Transmission

- Planning, 80(5).
- Gallego, A. H. E. and R. R. and R. A. (2008). Transmission network expansion planning considering multiple generation scenarios. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 1--6.
- Gallego, R. A., Romero, R., & Monticelli, A. J. (2000). Tabu search algorithm for network synthesis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2), 490–495. <https://doi.org/10.1109/59.867130>
- Garver, L. (1970). Transmission Network Estimation Using Linear Programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89(7), 1688–1697. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1970.292825>
- Goswami, A. K., & Monalis, A. (2013). A heuristic approach to solve multistage transmission expansion planning. *3rd International Conference on Computational Intelligence and Information Technology, CIIT 2013, October 18, 2013 - October 19, 2013*, 105–112. <https://doi.org/10.1049/cp.2013.2578>
- Granville, S. B. and M. V. F. P. and S. (2001). A new Benders decomposition approach to solve power transmission network design problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16, 235–240.
- Guillermo Vinasco, Diego Tejada, Emivan F. Da Silva, M. J. R. (2014). Transmission network expansion planning for the colombian electrical system: Connecting the ituango hydroelectric power plant. *Electric Power Systems Research*, 110:94 { 103}.
- Hassenzahl, Susan M. Schoenung, W. V. (2003). *A life-cycle cost study: A study for the doe energy storage. Technical Report SAND2003-2783, Sandia National Laboratories.*
- Hu, Z., Zhang, F., & Li, B. (2012). Transmission expansion planning considering the deployment of energy storage systems. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6344575>
- IRENA. (2015). Battery Storage for Renewables : Market Status and Technology Outlook. *Irena*, (January), 60.
- J. C. Beardsall, C. A. Gould, and M. A.-T. (2015). Energy storage systems: A review of the technology and its application in power systems. *Universities Power Engineering Conf. (UPEC)*. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2015.7339794>
- J. C. Kaltenbatch, J. Person, and E. H. G. (1970). A mathematical optimization technique for the expansion of electrical power transmission systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS 89:113{119}.
- Jaffe, S. and Adamson, K. . (2014). Advanced Batteries for Utility-Scale Energy Storage,. Retrieved from <http://www.navigantresearch.com/research/%0Aadvanced-batteries-for-utility-scale-energy-storage>
- Jirutitijaroen, Panida and Singh, C. (2008). Reliability constrained multi-area adequacy planning using stochastic programming with sample-average approximations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23, 504--513.
- Kirschen, D. S. (2007). Do Investments Prevent Blackouts? In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting* (pp. 1–5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385653>
- Latorre, G., Cruz, R. D., Areiza, J. M., & Villegas, A. (2003). Classification of publications and models on transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), 938–946. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.811168>
- Latorre, G., Dar??o Cruz, R., Areiza, J. M., & Villegas, A. (2003). Classification of publications and models on transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), 938–946. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.811168>
- Lazard. (2015). Lazard’s levelized cost of storage analysis — version 3.0. *Lazard’s Levelized Cost of Storage - Version 3.0*, (November). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Lee, C. w., Ng, S., Zhong, J., & Wu, F. (2006). Transmission Expansion Planning From Past to Future. *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 257–265. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2006.296317>

- MacRae, C., Ozlen, M., & Ernst, A. (2014). Transmission expansion planning considering energy storage. *2014 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/ROPEC.2014.7036327>
- Mahata, K. D. and H. G. and A. V. and K. (2016). Transmission expansion planning using benders decomposition and local branching. In *2016 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)* (pp. 1–8).
- Majidi-qadikolai, M., Member, S., & Baldick, R. (2015). Integration of N-1 Contingency Analysis With Ssystematic Transmission Capacity Expansion Planning : ERCOT Case Study, *31*(3), 1–12.
- Mantovani, S. H. M. H. and R. R. and J. R. S. (2003). Efficient linear programming algorithm for the transmission network expansion planning problem. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, *150*, 536–542. <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20030656>
- Mathew Aneke, M. W. (2016). *Energy storage technologies and real life applications - a state of the art review*.
- Moghaddam, S. Z.; Monsef, H. & Jafari, M. (2011). A new heuristic method for transmission expansion planning using AHP. *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2011 10th International Conference*.
- Molina, J. D., & Rudnick, H. (2010). Transmission of electric energy: A bibliographic review. *IEEE Latin America Transactions*, *8*(3), 245–258. <https://doi.org/10.1109/TLA.2010.5538399>
- Montes, C. V., Franco, J. F., Rider, M. J., Macedo, L. H., & Romero, R. (2016). MILP branch flow model for concurrent AC multistage transmission expansion and reactive power planning with security constraints. *IET Generation, Transmission & Distribution*, *10*(12), 3023–3032. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0081>
- Monticelli, A., Santos, A., F. Pereira, M., Cunha, S., Parker, B., & G. Praca, J. (1982). Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101*(10), 3919–3925. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1982.317043>
- Mora, C. (2016). *Desarrollo de un prototipo a escala laboratorio de una batería de flujo redox como sistema de almacenamiento de energía eléctrica para alta densidad de potencia*.
- Moya, M. C.-C. and R. P.-B. and O. (2009). *Transmission Network Expansion Planning by a Hybrid Simulated Annealing Algorithm*. <https://doi.org/10.1109/ISAP.2009.5352951>
- N.S. Wade, P.C. Taylor, P.D. Lang, P. R. J. (2010). Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid. *Energy Policy*, *38*, 7180–7188.
- Niharika, Verma, S., & Mukherjee, V. (2016). Transmission expansion planning: A review. In *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)* (pp. 350–355). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICEETS.2016.7583779>
- Obio, E. B., & Mutale, J. (2015). A comparative analysis of energy storage and N-1 network security in transmission expansion planning. *2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2015–Novem*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2015.7339947>
- Oliveira, S. De. (2004). *Metaheurísticas aplicadas ao planejamento da expansao da transmissao de energia elétrica em ambiente de processamento distribuido*. Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- P Alotto, M Guarnieri, F. M. (2014). Redox flow batteries for the storage of renewable energy. *Renew Sustain Energy*, *29*, 325–335.
- Pinto, M. V. P. and L. M. V. G. (1985). Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-104*.
- Poss, R. F. and P. G. S. and M. (2012). Transmission Expansion Planning with Re-design - A Greedy Randomized Adaptive Search Procedure. *ICORES, Feb 2012, Portugal*, 380–385.
- R.P.B. Poubel and E.J. De Oliveira and L.A.F. Manso and L.M. Honório and L.W. Oliveira. (n.d.). Tree searching heuristic algorithm for multi-stage transmission planning considering security constraints via genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*.

- <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.09.023>", url
- Rafiee Sandgani, M., & Sirouspour, S. (2017). Coordinated Optimal Dispatch of Energy Storage in a Network of Grid-connected Microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8(3), 1–1. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2664666>
- Rico-Melgoza, S. G.-M. and E. E.-J. and J. J. (2015). *Expansion of Electrical Networks Considering Power Quality Aspects by Applying a Multi-objective Tabu Search Technique*.
- Rider, M. J.; Gallego, L. A.; Romero, R. & Garcia, A. V. (2007). Heuristic Algorithm to Solve the Short Term Transmission Network Expansion Planning. *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*.
- Rider, I. G. S. and R. R. and J. R. S. M. and M. J. (2005). Transmission-expansion planning using the DC model and nonlinear-programming technique. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 152, 763–769. <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20050074>
- Rider, M. J. (2006). *Planejamento da expansão de sistemas de transmissão usando os modelos CC CA e técnicas de programação não linear*.
- Roh, Jae Hyung and Shahidehpour, Mohammad and Fu, Y. (2007). Market-based coordination of transmission and generation capacity planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22, 1406–1419.
- Romero, R. and Rocha, C. and Mantovani, J.R.S. and Sanchez, I. G. (2005). Constructive heuristic algorithm for the DC model in network transmission expansion planning. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, 152, 277–282.
- Romero, A. E. and R. A. G. and R. (2004). Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19, n. 2, 735–744.
- Romero, R. A. (1989). *Planejamento da expansão de sistemas de transmissão por decomposição de Benders hierarquizada*. Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- Romero, R., Gallego, R. A., & Monticelli, A. (1996). Transmission system expansion planning by simulated annealing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(1), 364–369. <https://doi.org/10.1109/59.486119>
- Romero, R., & Monticelli, A. (1994). A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1), 373–380. <https://doi.org/10.1109/59.317588>
- Romero, R., Monticelli, A., Garcia, A., & Haffner, S. (2002). Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 149(1), 27. <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20020026>
- Romero, R., & Rocha, C. (n.d.). Constructive heuristic algorithm for the DC model in network transmission expansion planning, 277–282. <https://doi.org/10.1049/ip-gtd>
- Rudnick, J. M. Z. and H. (2002). Transmission cost allocation by cooperative games and coalition formation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17, n. 4, 1008–1015.
- Ruiz S, Tobón J, N. R. (2017). Sistemas de Almacenamiento de Energía a gran escala y su inclusión al SIN Colombiano. *UPB*, 8.
- Salon, R. V. and L. L. G. and S. J. (1985). Transmission network planning using linear programming". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104, n.
- Sánchez Martín, Pedro and Ramos, Andres and Alonso, J. F. (2005). Probabilistic midterm transmission planning in a liberalized market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20, 2135–2142.
- SANDIA - NRECA. (2013). *DOE/EPRI Electricity Storage Handbook*.
- Sara Lumbreras, A. R. (2016). The new challenges to transmission expansion planning. survey of recent practice and literature review. *Electric Power Systems Research*. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2015.10.013>
- Sara Lumbreras and Andrés Ramos and Fernando Banez-Chicharro. (2017). Optimal transmission network expansion planning in real-sized power systems with high renewable penetration“, journal = ”Electric Power Systems Research. *Electric Power Systems Research*“.,.

- Sarah Lichtner, Ross Brindle, L. P. (2010). *Electric power industry needs for grid-scale storage applications*.
- Sardi, J., Mithulanathan, N., & Hung, D. Q. (2016). A Comprehensive Community Energy Storage Planning Strategy based on a Cost-Benefit Analysis. *Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2016.7749345>
- Schoenung, S. M. (2011). *Energy storage systems cost update. Technical Report SAND2011-2730*.
- Silva, E. L. Da, Gil, H. A., & Areiza, J. M. (2000). Transmission network expansion planning under an improved genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3), 1168–1175. <https://doi.org/10.1109/59.871750>
- Sisodia, S., and Kumar, Y., & and Wadhvani, A. K. (2016). *Proceedings of the Second International Conference on Computer and Communication Technologies: IC3T 2015, Volume 3*. https://doi.org/10.1007/978-81-322-2526-3_33
- Sousa, A. S., & Asada, E. N. (2011). A Heuristic method based on the branch and cut algorithm to the transmission system expansion planning problem. *2011 IEEE PES General Meeting: The Electrification of Transportation and the Grid of the Future, July 24, 2011 - July 28, (1)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039826>
- Steven C, C. and R. P. C. (2010). *Numerical Methods for Engineers* (McGraw-Hil). New York.
- Styczynski, Z. A. (1999). Power network planning using game theory. *In Proceeding 13th Power Systems Computation Conference, Trondheim*.
- Sum-Im, T., Taylor, G. A., Irving, M. R., & Song, Y. H. (2006). A Comparative Study of State-of-the-Art Transmission Expansion Planning Tools. *In Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference* (pp. 267–271). IEEE. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2006.367757>
- Tam, K. (2015). Energy Storage Technologies for Future Electric Power Systems, (Parfomak 6). Retrieved from <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=7832691>
- Tejada, D. A., Wogrin, S., & Centeno, E. (2017). Representation of Storage Operations in Network-Constrained Optimization Models for Medium- and Long-Term Operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8950(c), 1–1. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2691359>
- Thomas, J. C. and T. D. M. and R. J. (2007). A transmission expansion planning using contingency criteria. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22, n. 4.
- Toro, A. E. and R. A. G. and E. (2009). Búsqueda tabú aplicado al planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión considerando desplanificación. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, n. 47, 164–175.
- Transmission, C., Moreira, A., Member, S., Street, A., Arroyo, J. M., & Member, S. (2015). An Adjustable Robust Optimization Approach for Expansion Planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(4), 2013–2022. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2349031>
- V. Asgharian and M. Abdelaziz. (2017). A linear programming model for coordinated low-carbon generation and transmission expansion planning. *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*. <https://doi.org/10.1109/EPEC.2017.8286188>
- Wei, Ping Wei Ping and Fu, Rong Fu Rong and Lu, Y.P. and Wang, Q.L. and Wang, L. and Li, Y. and Tang, G. Q. (2006). Congestion-based model for transmission expansion planning, 1–6.
- Wu, J. C. and F. (1999). Coalition formation in transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14, n. 3, 1144–1152.
- XM-Precio-Energía. (2017). No Title.
- Xu, Zhao and Dong, Zhao Dong and Wong, K. P. (2006). A hybrid planning method for transmission networks in a deregulated environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21, 925–932. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873134>
- Y. Tohidi and L. Olmos and M. Rivier and M. R. Hesamzadeh. (2017). Coordination of Generation and Transmission Development Through Generation Transmission Charges—A Game Theoretical Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2581218>

- Y. Zhang and J. Wang and Y. Li and X. Wang. (2018). An Extension of Reduced Disjunctive Model for Multi-Stage Security-Constrained Transmission Expansion Planning. *IEEE Transactions on Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2707282>
- Zhang, F., Hu, Z., & Song, Y. (2013). Mixed-integer linear model for transmission expansion planning with line losses and energy storage systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 7(8), 919–928. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2012.0666>
- Zhi Wu and Yafei Liu and Wei Gu and Yonghui Wang and Chunxi Chen. (2018). Contingency-constrained robust transmission expansion planning under uncertainty", journal. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.03.020>", url
- Zima-Bockarjova, O. A.-M. and M. (2016). Benders cuts for transmission expansion planning. *Electric Power Systems Research*, 131:275 { 284}.

APENDICE

A continuación, se presentan los datos de generación, demanda y características de los corredores de transmisión para el sistema sur brasilero:

Tabla 22. Datos de generación y carga para el sistema sur brasilero

Barra	Carga (p.u)	Generación (p.u)
1	0	0
2	5.781	0
3	0	0
4	3.923	0
5	3.105	0
6	0	0
7	0	0
8	0.942	0
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	6.679	0
13	2.424	0
14	0	12.57
15	0	0
16	0	20
17	0	10.5
18	0	0
19	0	16.7
20	14.238	0
21	0	0
22	1.069	0
23	5.977	0
24	6.239	0
25	0	0
26	3.026	0
27	0	2.2
28	0	8
29	0	0
30	0	0
31	0	7
32	0	5
33	2.989	0
34	0	7.48

Tabla 22. Datos de generación y carga para el sistema sur brasilero

Barra	Carga (p.u)	Generación (p.u)
35	2.818	0
36	1.176	0
37	0	3
38	2.818	0
39	0	6
40	3.42	0
41	0	0
42	20.979	0
43	0	0
44	1.032	0
45	1.131	0
46	0	7

Tabla 23. Datos de los corredores para el sistema sur brasilero

i	j	x (p.u)	f_{ij} (p.u)	costo 10^3 (USD)	\bar{n}_{ij}
1	7	0.0616	2.7	60.2	1
1	2	0.1065	2.7	88.8	2
4	9	0.0924	2.7	59	1
5	9	0.1173	2.7	82.5	1
5	8	0.1132	2.7	84.1	1
7	8	0.1023	2.7	77.4	1
4	5	0.0566	2.7	41.4	2
2	5	0.0324	2.7	23.9	2
8	13	0.1348	2.4	100.2	1
9	14	0.1756	2.2	129.7	2
12	14	0.074	2.7	55.7	2
14	18	0.1514	2.4	107	2
13	18	0.1805	2.2	138.6	1
13	20	0.1073	2.7	66.9	1
18	20	0.1997	2	184.2	1
19	21	0.0278	15	371.7	1
16	17	0.0078	20	81.7	1
17	19	0.0061	20	76.2	1
14	26	0.1614	2.2	118.5	1
14	22	0.084	2.7	60.6	1
22	26	0.079	2.7	57.7	1
20	23	0.0932	2.7	74.4	2
23	24	0.0774	2.7	43.3	2
26	27	0.0832	2.7	62.3	2
24	34	0.1647	2.2	138	1

Tabla 23. Datos de los corredores para el sistema sur brasilero

i	j	x (p. u)	$\overline{f_{ij}}$ (p. u)	costo 10^3 (USD)	$\overline{n_{ij}}$
24	33	0.1448	2.4	76.3	1
33	34	0.1265	2.7	70	1
27	36	0.0915	2.7	64.3	1
27	38	0.208	2	135.4	2
36	37	0.1057	2.7	81.8	1
34	35	0.0491	2.7	34.1	2
35	38	0.198	2	147.2	1
37	39	0.0283	2.7	20.2	1
37	40	0.1281	2.7	89.9	1
37	42	0.2105	2	164.3	1
39	42	0.203	2	157.6	3
40	42	0.0932	2.7	74.5	1
38	42	0.0907	2.7	68.4	3
32	43	0.0309	14	377.3	1
42	44	0.1206	2.7	74.5	1
44	45	0.1864	2	144.4	1
19	32	0.0195	18	301.9	1
19	46	0.00156124	18	263.9	1
16	46	0.00142762	18	243.6	1
18	19	0.0125	6	23.9	1
20	21	0.0125	6	23.9	1
42	43	0.0125	6	23.9	1
2	4	0.0882	2.7	64	0
14	15	0.0374	2.7	29.7	0
10	46	0.00056964	20	119.6	0
4	11	0.2246	2.4	83.5	0
5	11	0.0915	2.7	75	0
6	46	0.00090017	20	151.3	0
3	46	0.00142762	18	178.6	0
16	28	0.0222	18	279.4	0
16	32	0.0311	14	418.1	0
17	32	0.0232	17	357.9	0
19	25	0.0325	14	406	0
21	25	0.0174	20	221	0
25	32	0.0319	14	353.6	0
31	32	0.0046	20	97.1	0
28	31	0.0053	20	97.1	0
28	30	0.0058	20	332.2	0
27	29	0.0998	2.7	174.6	0

Tabla 23. Datos de los corredores para el sistema sur brasilero

i	j	x (p.u)	$\overline{f_{ij}}$ (p.u)	costo 10^3 (USD)	$\overline{n_{ij}}$
26	29	0.0541	2.7	136	0
28	41	0.0339	13	393.3	0
28	43	0.0406	12	490.3	0
31	41	0.0278	15	354.3	0
32	41	0.0309	14	339.1	0
41	43	0.0139	20	150.5	0
40	45	0.2205	1.8	191.5	0
15	16	0.0125	6	23.9	0
11	46	0.00145393	6	23.9	0
24	25	0.0125	6	23.9	0
29	30	0.0125	6	23.9	0
40	41	0.0125	6	23.9	0
2	3	0.0125	6	23.9	0
5	6	0.0125	6	23.9	0
9	10	0.0125	6	23.9	0

DIVULGACIÓN PÚBLICA

- Este trabajo investigativo se va presentar en las Jornadas del Conocimiento ISA 2019.
- Se está contruyendo un artículo de investigación para enviar a Electric Power System Reserch.